Energy, Mines and Resources Canada
Hon. Marcel Masse
Minister

Énergie, Mines et Ressources Canada
L'Hon. Marcel Masse
Ministre

NADA 1985

# ERRATA

## ELECTRIC POWER IN CANADA, 1985

Page 23. Paragraph 2. Last sentence now reads: "Load factor is defined as a ratio of average demand to peak demand, where average demand = energy consumption/8700 (hrs/yr)."

Should read: "...where average demand = energy consumption/8760 (hrs/yr)."

Page 34. Table 18. Surplus of installed generating capacity in 1985.

Headings for last three columns should appear as follows:

| Column 3: | Column 4: | Column 5: |
|---|---|---|
| Reserve Margin (%) $(3)=\frac{(1-2)}{(2)}\times 100$ | Capacity Reserve Requirement (%) (4) | Net Surplus (%) (5)=(3)-(4) |

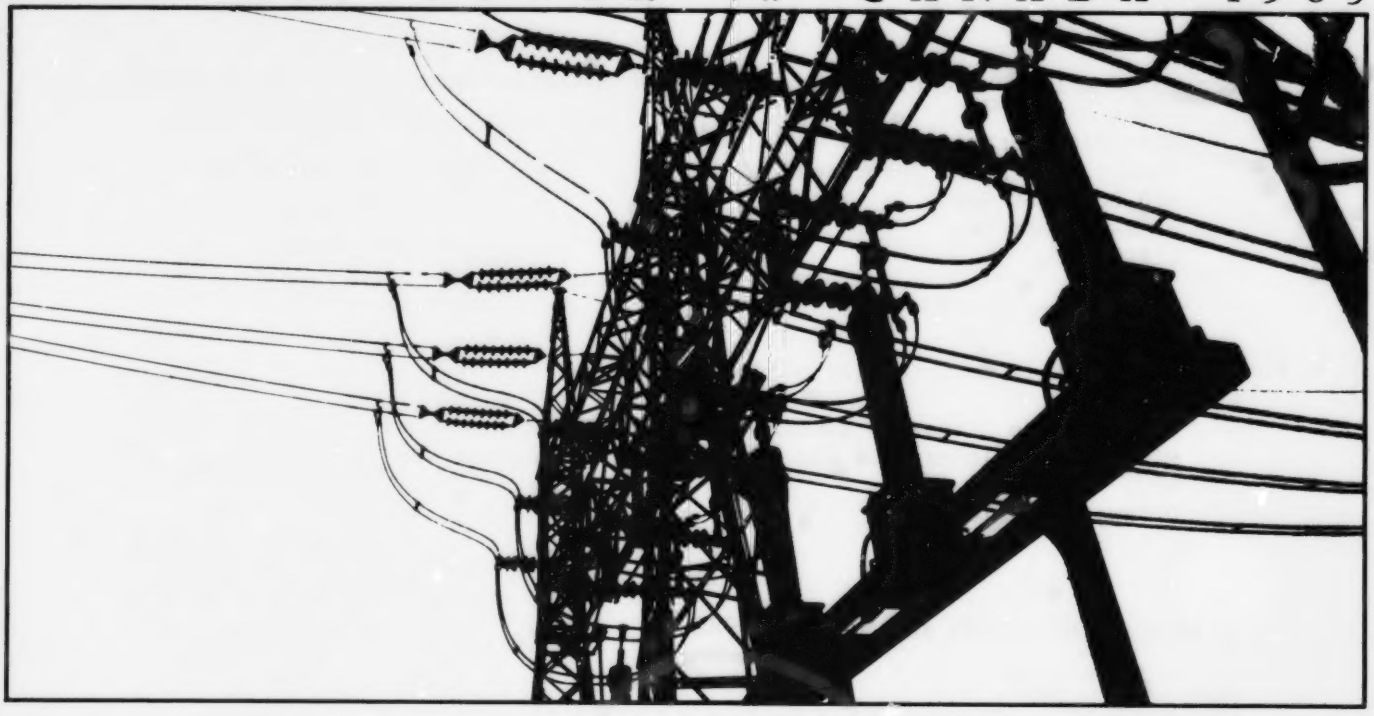
Page 53. Paragraph 2. Second sentence now reads: "The intertie capacity between Quebec and New England will increase from 690 MW to 2000 MW when the line is completed in 1986."

Should read: "The 690-MW line between Des Cantons, Quebec, and Comerford, New Hampshire, began operating in 1986. The capacity of the line is to be increased to 2000 MW for 1990."

Page 53. Table 32. Footnote now reads: "May be upgraded to 2000 MW by 1990."

Should read: "To be upgraded to 2000 MW for 1990."

# ELECTRIC • POWER • *in* • CANADA • 1985



*Electrical Energy Branch*
*Energy Commodities Sector*
*Energy, Mines and Resources Canada*

*Published under the authority of the Minister of*
*Energy, Mines and Resources*
*Government of Canada*

Copies of this publication are available upon request to:

Electrical Energy Branch
Energy, Mines and Resources Canada
580 Booth Street
Ottawa, Ontario
K1A 0E4

Aussi disponible en français: s'adresser à

Direction de l'énergie électrique
Ministère de l'Energie, des Mines et des Ressources
580, rue Booth
Ottawa (Ontario)
K1A 0E4

© Minister of Supply and Services 1986

Cat. No. M23-7/1985E
ISBN 0-662-14421-X
ISSN 0070-962X

## *Acknowledgments*

The Department of Energy, Mines and Resources gratefully acknowledges the cooperation of the electric utilities in the preparation of this publication.

Photographs provided through the courtesy of: British Columbia Hydro & Power Authority; TransAlta Utilities Corporation; Saskatchewan Power Corporation; Manitoba Hydro-Electric Board; Ontario Hydro; Hydro-Québec; New Brunswick Electric Power Commission; Nova Scotia Power Corporation; and Newfoundland Light and Power Co. Limited.

## *Contents*


| | Page |
|---|---|
| The Electric Power Industry in Canada | 1 |
| Canadian Electricity in the International Context | 7 |
| The Regulatory Environment | 11 |
| Consumption and Generation | 17 |
| Capacity and Reserve Margins | 29 |
| Fuel Requirements | 35 |
| Electricity Trade | 39 |
| Transmission | 49 |
| Electric Utility Investment and Financing | 54 |
| Costing and Pricing | 60 |

Appendix

Definitions and Abbreviations

## *Tables*


| Table | | Page |
|---|---|---|
| 1 | Energy production by utilities and industrial establishments, 1970-1985 | 2 |
| 2 | Electric utility assets, debt, revenue and employees, 1985 | 6 |
| 3 | Total installed generating capacity in major industrialized countries, at December 31, 1984 | 7 |
| 4 | Electricity generation sources in major industrialized countries, 1985 | 8 |
| 5 | Total domestic electricity consumption per capita in major industrialized countries | 10 |
| 6 | Electricity consumption per unit of GDP in major industrialized countries | 10 |
| 7 | Percentage growth in electricity demand, 1985 | 18 |
| 8 | Provincial electricity consumption, 1985 | 19 |
| 9 | Total electricity demand in Canada by sector, 1980-1985 | 20 |
| 10 | Historical and forecast annual growth rates | 21 |
| 11 | Utility forecasts of electricity demand (per cent) as at January 1986 | 22 |
| 12 | Peak demand growth rates | 23 |
| 13 | Load Factor in Canada | 23 |
| 14 | Source of electricity production | 24 |
| 15 | Forecasts of energy generation by fuel type - Canada | 28 |
| 16 | Major additions to installed generating capacity during 1985 | 29 |
| 17 | Forecasts of installed generating capacity by principal fuel type - Canada | 33 |
| 18 | Surplus of installed generating capacity in 1985 | 34 |
| 19 | Fossil fuels used by utilities, 1985 | 37 |
| 20 | Fuels required for electricity generation in Canada | 37 |
| 21 | International electricity trade, 1981-1985 | 40 |
| 22 | Electricity exports and revenues by province, 1984-1985 | 41 |
| 23 | Gross firm and interruptible exports, 1985 | 43 |
| 24 | Energy sources of electricity exports, 1985 | 43 |
| 25 | Fuel displacement of exports | 44 |
| 26 | Provincial share of Canadian exports | 44 |
| 27 | Utilities' forecasts of electricity exports | 45 |
| 28 | Net interprovincial transfers | 46 |

## *Tables (continued)*


| Table | | Page |
|---|---|---|
| 29 | Transmission length at year-end | 50 |
| 30 | Provincial interconnections | 51 |
| 31 | Major interconnections between Canada and the United States | 52 |
| 32 | Planned interconnections to the United States | 53 |
| 33 | Electric utility capital investment | 55 |
| 34 | Original cost of utility fixed assets in service | 56 |
| 35 | Forecast of capital expenditures by electric utilities | 57 |
| 36 | Historical electric utility investment | 58 |
| 37 | Electric utility debt ratio | 59 |
| 38 | Average revenue from electricity sales by province | 62 |
| 39 | Monthly electricity costs for selected Canadian cities, January 1985 | 63 |
| 40 | Average annual rate increases, 1976-1985 | 64 |

## *Figures*


| Figure | | Page |
|---|---|---|
| 1 | Historical relationship between electricity demand and GDP, 1960-85 | 21 |
| 2 | Electrical energy forecasts | 22 |
| 3 | Major generating stations in Canada | 25 |
| 4 | Energy generation by principal fuel type | 26 |
| 5 | Production by region, 1985 and Production by energy source, 1985 | 26 |
| 6 | Installed capacity by principal fuel type | 30 |
| 7 | Capacity by region, 1985 and Capacity by energy source, 1985 | 30 |
| 8 | Historical installed capacity by fuel type, 1960-1985 | 31 |
| 9 | Net transfers and exports of electrical energy, 1985 | 47 |
| 10 | Electricity trade, 1985 | 48 |
| 11 | Average interest rate on public utility new long-term debt, 1960-1985 | 65 |
| 12 | Price trends in utility construction | 65 |
| 13 | Unit cost of fossil fuel for electricity production | 65 |
| 14 | Price indices, 1971-1985 | 65 |

# *The Electric Power Industry in Canada*

## INDUSTRY STRUCTURE

The electrical industry in Canada is made up of Crown corporations, investor owned utilities, and industrial establishments. In 1985, government owned utilities produced about 85 per cent of total generated electricity, investor owned utilities about 7 per cent, and industrial establishments the remaining 8 per cent. Table 1 shows that over the past 15 years the percentage of energy produced by industrial establishments has decreased, while that of the utilities has increased.

Industrial establishments, which exist in most provinces, generate energy mainly for their own use, although a few sell energy to municipal distribution systems or utilities. About 73 per cent of Canadian industrial establishments with generation facilities are found in Quebec and British Columbia, reflecting the concentration of forest product, mining, and aluminum smelting companies in those two provinces. Over 77 per cent of the electricity generated by industrial establishments is from hydroelectric sources, 11 per cent from natural gas, 4 per cent from oil, and the remainder from other fuels.

Greater public ownership of electric utilities has been the trend in Canada, as provincial governments have taken over most investor owned electric utilities. However, investor owned utilities are still a prominent feature of the Canadian industry. Electricity in Prince Edward Island is supplied by an investor owned utility. In Alberta, two major investor owned utilities supply about 96 per cent of the electricity consumed in the province and municipally owned utilities supply most of the remainder. An investor owned utility distributes 54 per cent of the electricity used in Newfoundland. This utility generates about 9 per cent of its requirements and purchases the remainder mainly from the provincially owned utility. In the Yukon and Northwest Territories, the federally owned Northern Canada Power Commission generates and distributes most of the electricity supplied. Two investor owned utilities supply most of the remainder.

In most provinces, the utilities are fully integrated, from the generation of electricity to its delivery and sale to end users. The principal exception is in Ontario, where about 65 per cent of the total electricity supply is purchased from Ontario Hydro and distributed by more than 300 municipal utilities. In most provinces, electricity is supplied to remote communities by diesel-fired generators or hydroelectric installations which are not tied to the central system.

Unlike investor owned utilities, public utilities do not pay income tax. In order to equalize income tax treatment, 95 per cent of federal income taxes paid by investor owned utilities are refunded to the province of origin under the Public Utilities Income Tax Transfer Act. In the province of Alberta, the tax refund is returned to electricity consumers. In Prince Edward Island, a portion of the tax refund is returned to utility customers. In Newfoundland, the federal tax refund is retained as general revenues of the provincial government.

Table 1. Energy production by utilities and industrial establishments, 1970-1985

| Year | Utilities | Industrial Establishments |
|---|---|---|
| | (per cent) | |
| 1970 | 84 | 16 |
| 1975 | 87 | 13 |
| 1977 | 88 | 12 |
| 1979 | 90 | 10 |
| 1981 | 90 | 10 |
| 1982 | 90 | 10 |
| 1983 | 90 | 10 |
| 1984 | 91 | 9 |
| 1985 | 92 | 8 |

Source: Statistics Canada Publications 57-202, 57-001.

## CANADIAN ELECTRIC UTILITIES

### Newfoundland

In Newfoundland, the generation and distribution of electricity is dominated by two utilities, Newfoundland Light & Power Company Limited (NLPC) and Newfoundland and Labrador Hydro (NLH).

NLPC, an investor owned utility, is the primary retailer of electricity on the island. Approximately 91 per cent of the company's power supply is purchased from NLH, with the balance generated by its own plants. NLPC was incorporated in 1966 through the amalgamation of St. John's Electric Light Company Limited, United Towns Electric Company Limited, and Union Electric Light and Power Company. Through its predecessors, the company's service dates back to 1885.

NLH is a provincial Crown corporation concerned primarily with electricity generation. It was incorporated in 1975 and is the parent company of a group that includes Churchill Falls (Labrador) Corporation (CF(L)Co), the Lower Churchill Development Corporation (LCDC), Gull Island Power Company, and Twin Falls Power Corporation Limited. NLH has 51 per cent ownership in LCDC; the Government of Canada owns the remaining 49 per cent. Through CF(L)Co, NLH owns and operates one of the largest power facilities in the world. On behalf of the province, NLH also administers the activities of the Power Distribution District of Newfoundland and Labrador, which supplies energy to rural customers. Together, NLPC and NLH serve about 200 000 customers.

### Prince Edward Island

Maritime Electric Company Limited (MECL) is an investor owned electric utility which has provided electricity service to Prince Edward Island since 1918. The company owns and operates a fully integrated electric utility system providing for the generation, transmission, and distribution of electricity throughout the Island. MECL operates two oil-fired generating plants on the Island at Charlottetown and Borden, which are for stand-by purposes only. It has a 10 per cent equity interest in New Brunswick Electric Power Commission's dual fuel coal/oil fired No. 2 unit located in Dalhousie, N.B., and leases the submarine cable interconnection to New Brunswick owned by the Province of Prince Edward Island. MECL, which serves about 44 100 customers on the Island, currently purchases 98 per cent of its electricity requirements from New Brunswick Power.

A municipal utility in the the town of Summerside has its own distribution system and purchases power from MECL.

**Nova Scotia**

In 1972, the Nova Scotia Power Corporation bought the shares of the investor owned Nova Scotia Light and Power Co. Ltd. and in 1973 was incorporated as the present Nova Scotia Power Corporation (NSPC) serving all of the province. NSPC generates most of its electricity from thermal energy, with more than half of the production coming from coal. The Corporation also maintains hydro-generation facilities and purchases power from New Brunswick. The largest portion of the total production of the province is derived from the Lingan generating station located on Cape Breton Island. In 1985, NSPC served 348 146 customers.

**New Brunswick**

Prior to 1918, more than 20 organizations in New Brunswick, both public and private, were in the business of generating and distributing electricity. In 1918, the government of the day passed an Order-in-Council setting up a Water Power Commission to determine the water power resources of the province. Acting on the recommendation of the Commission, the New Brunswick Electric Power Commission (NB Power) was established by an act of the New Brunswick Legislature in 1920. The mandate of NB Power is to generate and distribute power under public ownership to all areas of the province. Electricity is generated from a balance of nuclear, hydro, and thermal sources, and the utility also makes purchases from Quebec. NB Power directly provides electricity to 240 797 customers and indirectly serves an additional 37 669 customers through sales to municipal utilities.

**Quebec**

Hydro-Québec was established by the provincial Legislative Assembly in 1944. After its creation, Hydro-Québec acquired the assets of Montreal Light, Heat and Power Consolidated and Beauharnois Light, Heat and Power Company. In 1963, Hydro-Québec acquired the remaining ten privately owned power companies in the province, including the Shawinigan Water and Power Company, Southern Power Company Limited, Québec Power Company and Gatineau Power Company. Several municipal distribution and public lighting systems were also acquired, together with almost all the electricity cooperatives in Quebec.

Hydro-Québec has two wholly owned, active subsidiaries: the Société d'Energie de la Baie James (SEBJ), which is carrying out the construction of Phase 1 of La Grande Complex; and Hydro-Québec International, which provides engineering and consulting services abroad for electric power projects. Hydro-Québec is also a shareholder in Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited, which operates the Churchill Falls power plant, and in Nouveler Inc., which promotes energy efficiency and alternative energy sources. Currently, Hydro-Québec serves more than 2.6 million customers and is responsible for the generation, transmission, and distribution of most of the electricity sold in Quebec. Almost all of the electricity generated by Hydro-Québec is from hydro sources.

## Ontario

Ontario Hydro is a Crown corporation, established in 1906 by the Provincial Legislature. It has broad powers to produce, buy, and deliver electric power throughout the province and currently operates under the Power Corporation Act. The main responsibility of Ontario Hydro is to provide power to over 300 municipal utilities, which in turn distribute power to their own customers. In addition, Ontario Hydro supplies about 100 major industrial users directly and about 780 000 rural retail customers in areas or communities not served by municipal utilities. Electricity is generated from a balance of thermal, nuclear, and hydro sources. In 1985, more than three million customers were served by Ontario Hydro and the municipal utilities in the province.

## Manitoba

Manitoba Hydro-Electric Board (Manitoba Hydro) is a Crown corporation established in 1949 by the provincial legislature. It has broad powers to provide electric power throughout the province and operates under the Manitoba Hydro Act. It distributes electricity to consumers throughout the province, except for the central portion of Winnipeg, which is served by the city owned Winnipeg Hydro. Manitoba Hydro and Winnipeg Hydro operate as an integrated electrical generation and transmission system. In 1985, Manitoba Hydro served about 341 000 customers directly. Almost all of the electricity produced in the province is derived from hydraulic sources.

## Saskatchewan

The Saskatchewan Power Corporation (SPC) was established as a Crown corporation under the 1950 Power Corporation Act. It replaced the Saskatchewan Power Commission, created in 1929 to develop an integrated provincial electrical system. Under the Power Corporation Act, the mandate of SPC includes the generation, transmission, and distribution of natural gas and electricity. At the end of 1985, the corporation served about 390 000 customers with electricity and 260 000 customers with natural gas. The bulk of the electricity produced is from thermal sources.

## Alberta

There are three major electric utilities in Alberta: TransAlta Utilities Corporation, Alberta Power Limited, and Edmonton Power. Together, they supply about 98 per cent of Alberta's electrical energy requirements. All are linked by a transmission network largely owned by TransAlta.

TransAlta Utilities Corporation, formerly Calgary Power Limited, is the largest investor owned electric utility in Canada. The company was incorporated under the laws of Canada and has been engaged in the production and distribution of electricity in the Province of Alberta since 1911. Over 80 per cent of the electric energy requirements of Alberta and over half of the population are supplied by the company. In 1985, over 283 000 customers were served directly.

Alberta Power Limited, incorporated in 1972, is another investor owned electric utility in Alberta, and a subsidiary of Canadian Utilities Ltd. The activity of the company is concentrated in east-central and northern Alberta. Alberta Power supplied about 17 per cent of the total Alberta electricity requirements in 1985, serving over 147 000 customers.

Edmonton Power is Alberta's second largest electric utility and is the largest municipally owned utility in Canada (in terms of generating capacity). Since its creation in 1902, Edmonton Power has kept pace with the growth and development of Edmonton. The utility produced slightly over seven per cent of the electricity requirements of Alberta in 1985 and served more than 225 000 customers.

**British Columbia**

British Columbia Hydro & Power Authority (BC Hydro), incorporated in 1961, is a Crown corporation operating in British Columbia. BC Hydro provides electrical service throughout the province, with the exception of the area served by Cominco Limited and its subsidiary, West Kootenay Power and Light Company Limited. BC Hydro is the third largest electric utility in Canada and the largest distributor of natural gas in British Columbia. BC Hydro generates, transmits, and distributes electricity to more than one million customers in a service area which contains more than 90 per cent of the population of the province. It distributes natural gas in Greater Vancouver and in the Fraser Valley, and propane-air gas in Greater Victoria. BC Hydro also operates a local and terminal freight service in Greater Vancouver and the Fraser Valley.

**Yukon and Northwest Territories**

The Northern Canada Power Commission (NCPC) is a federal Crown corporation, created in 1956, under authority of the Northern Canada Power Commission Act. It is concerned with the planning, construction, and management of utilities on a commercial basis. The Commission is the principal producer of electricity north of 60° latitude and operates the main transmission networks in the north. The NCPC served approximately 12 400 customers in 1985.

Employees of TransAlta Utilities work on the Alberta portion of the 500-kV BC-Alberta intertie, completed in late 1985.

## ELECTRIC UTILITIES AND THE ECONOMY

The electric power industry is a significant presence within the Canadian economy. As indicated in Table 2, there were about 75 000 people directly employed by the industry in 1985, or about 0.7 per cent of total Canadian employment.

Total revenue increased to about $15.8 billion in 1985 from $14 billion in 1984, an increase of 13 per cent. Of this total, approximately $1.4 billion or 9 per cent came from export earnings. The electric power industry has steadily increased its contribution to the nation's Gross Domestic Product, from 2.7 per cent in 1980, to 3.2 per cent in 1984, and 3.5 per cent in 1985.

The long-term debt for the Canadian electric power industry was $62 billion in 1985, with 82 per cent of this debt owned by Ontario Hydro (36 per cent), Hydro-Québec (33 per cent), and BC Hydro (13 per cent).

Total assets of the industry were about $87 billion in 1985. Ontario Hydro, Hydro-Québec, and BC Hydro are the three largest electric utilities in Canada and rank first, second, and fifth respectively, in terms of assets among all Canadian companies.

Table 2. Electric utility assets, debt, revenue and employees, 1985

| | Assets | Debt | Revenues | Employees |
|---|---|---|---|---|
| | ($ millions) | | | |
| Nfld. | 2 457 | 1 532 | 575 | 2 134 |
| P.E.I. | 86 | 27 | 64 | 201 |
| N.S. | 1 413 | 1 172 | 492 | 2 450 |
| N.B. | 2 870 | 2 163 | 894 | 2 500 |
| Que. | 29 183 | 20 123 | 4 492 | 18 208 |
| Ont. | 29 320 | 22 518 | 4 625 | 31 166 |
| Man. | 3 129 | 2 524 | 553 | 3 853 |
| Sask. | 2 150 | 1 778 | 470 | 3 064 |
| Alta. | 5 561 | 1 758 | 1 423 | 4 687 |
| B.C. | 10 472 | 8 209 | 2 094 | 6 508 |
| NWT/Yuk. | 276 | 235 | 89 | 330 |
| Canada | 86 917 | 62 039 | 15 771 | 75 101 |

Source: Electric Utilities' Annual Reports.

# *Canadian Electricity in the International Context*

The purpose of this chapter is to compare Canada's electric power industry with those from other selected western industrialized countries.

## TOTAL INSTALLED GENERATING CAPACITY

As of December 31, 1984, the United States' total generating capacity was the largest in the world at 672 GW. Of this total, about 77 per cent was conventional thermal, with almost half supplied by coal-fired stations. Japan ranked second among western countries, with installed capacity of 163 GW. A large proportion of Japan's total installed capacity was also conventional thermal (about 67 per cent), with half of this total coming from oil-fired stations. Canada ranked third in terms of overall installed capacity. Canada's hydro generating capacity, at 57 per cent of the national total, made it the largest proportionate user of hydro-electricity in the western world.

At the end of 1984, the United States had the largest nuclear capacity in the world, with a total of 72 GW. As a percentage, however, France's nuclear capacity was the largest, accounting for 39 per cent of its total. Canada ranked fifth in terms of installed nuclear capacity. Table 3 indicates total installed generating capacity in 1984 for selected Organization for Economic Co-operation and Development (OECD) countries.

Table 3. Total installed generating capacity in major industrialized countries, at December 31, 1984 (MW)

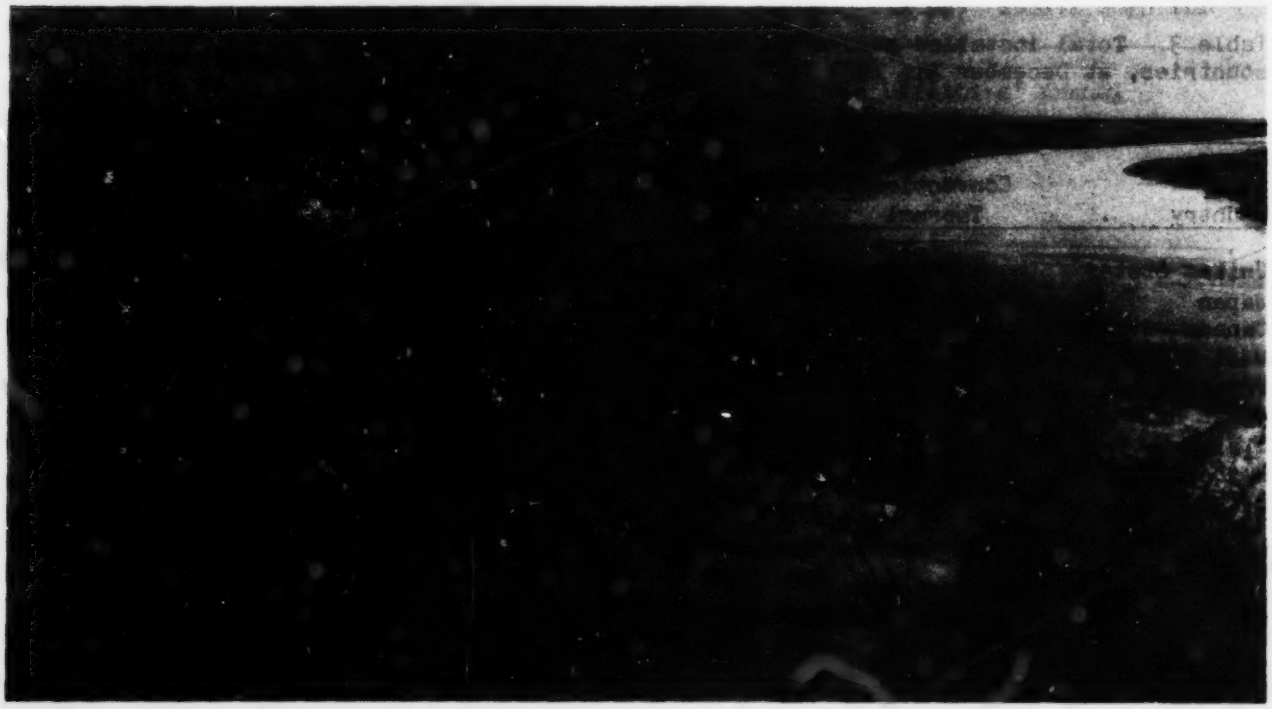
| Country | Conventional Thermal | Hydro | Nuclear | Total |
|---|---|---|---|---|
| United States | 518 030 | 81 802 | 71 861 | 671 693 |
| Japan | 108 632 | 33 964 | 20 726 | 163 322 |
| Canada | 31 068 | 54 876 | 9 587 | 95 531 |
| West Germany | 68 398 | 6 630 | 14 838 | 89 866 |
| France | 30 298 | 21 435 | 32 947 | 84 680 |
| Great Britain | 56 162 | 4 190 | 6 550 | 66 902 |
| Italy | 35 374 | 17 343 | 1 273 | 53 990 |
| Netherlands | 16 068 | 0 | 508 | 16 576 |
| Belgium | 7 519 | 1 325 | 3 465 | 12 309 |

Source: Electrical Energy Branch
Energy, Mines and Resources Canada.

Table 4. Electricity generation sources in major industrialized countries, 1985 (TWh)

| Country | Conventional Thermal | Hydro | Nuclear | Total |
|---|---|---|---|---|
| United States | 1 827 | 285 | 387 | 2 499 |
| Japan | 454 | 81 | 142 | 677 |
| Canada | 88 | 301 | 57 | 446 |
| West Germany | 265 | 18 | 126 | 409 |
| France | 56 | 64 | 224 | 344 |
| Great Britain | 230 | 7 | 60 | 297 |
| Italy | 134 | 45 | 7 | 186 |
| Netherlands | 59 | 0 | 4 | 63 |
| Belgium | 21 | 1 | 35 | 57 |

Source: Electrical Energy Branch, Energy, Mines and Resources Canada.



An artist's conception of the 1200-MW Limestone generating station, now under construction on the Nelson River in northern Manitoba. The station is due to be completed in 1990.

## TOTAL ELECTRICITY GENERATION

In 1985, the United States generated about 2499 TWh of electricity. Of this total, 57 per cent came from coal-fired stations, 16 per cent from nuclear, 12 per cent from natural gas, 11 per cent from hydro, and the remaining 4 per cent from oil.

Canada's hydro generation was the largest among western industrialized countries in 1985, in both quantity and percentage. Canada's hydro stations generated 301 TWh of electricity, about 67 per cent of the total.

French electricity sources were highly dependent on nuclear energy; in 1985, about 65 per cent of total electricity generation came from nuclear stations. Belgium also had a high nuclear proportion, with 61 per cent. West Germany's nuclear generation accounted for 31 per cent of its total production, while in Japan and Great Britain, the nuclear share was about 20 per cent. Although the United States had the largest absolute volume of nuclear energy generation in 1985, it only accounted for 15 per cent of the country's total production. Canada's nuclear production, as a share of total production, was a relatively small 13 per cent in 1985. Table 4 reports electricity generation sources in selected OECD countries for 1985.

## DOMESTIC ELECTRICITY CONSUMPTION

Between 1975 and 1985, Canada consumed more electricity per capita than any other major industrialized country in the world. Table 5 indicates that Canada consumed on a per capita basis almost twice as much electricity as the United States in 1985, and about five times that of Italy. During the past 10 years, per capita electricity consumption for Canada grew at an average of 4.2 per cent, second only to France's 5.0 per cent.

A number of factors contribute to Canada's large per capita consumption of electricity. Abundant water resources have permitted the development of economic hydroelectric power projects in various regions, making electrical energy relatively inexpensive and plentiful. This has led many electricity intensive industries to locate in Canada. As well, energy consumers generally tend to use more electricity when its price is relatively low. For example, Canada's consumers paid an average price of 3.09 US cents per kWh in 1984, compared with France's 4.77, USA's 6.52, West Germany's 6.28, and Japan's 9.92. Finally, Canada's northerly location means a long and cold winter season, resulting in much energy being used for space heating purposes.

## ELECTRICITY INTENSITIES

Table 6 compares the intensity of electricity use in the economies of selected industrialized countries. Electricity intensity is defined as total electricity consumption per dollar of GDP. To facilitate the comparison, all currencies were converted into United States dollars at 1980 prices and exchange rates. The data indicates that Canada has the highest electricity intensity and that electricity intensities in Canada, France, West Germany, and Belgium have been increasing since 1975. In Japan and Great Britain, there have been clear-cut reductions in electricity intensities. Electricity intensity in the United States appears to have reached its peak in 1980 and declined slightly since then. Italy and the Netherlands increased their electricity intensities from 1975 to 1980 and then stabilized.

Table 5. Total domestic electricity consumption per capita in major industrialized countries (kWh/person)

| Country | 1975 | 1980 | 1985 |
|---|---|---|---|
| Canada | 11 702 | 15 260 | 17 590 |
| United States | 8 089 | 9 194 | 9 651 |
| West Germany | 5 008 | 6 083 | 6 736 |
| France | 3 577 | 4 847 | 5 817 |
| Belgium | 4 106 | 5 180 | 5 812 |
| Great Britain | 4 837 | 5 060 | 5 252 |
| Japan | 3 831 | 4 449 | 4 963 |
| Netherlands | 3 951 | 4 558 | 4 699 |
| Italy | 2 704 | 3 400 | 3 670 |

Source: Electrical Energy Branch
Energy, Mines and Resources Canada.

Table 6. Electricity consumption per unit of GDP in major industrialized countries (kWh/US$1980)

| Country | 1975 | 1980 | 1985 |
|---|---|---|---|
| Canada | 1.24 | 1.41 | 1.53 |
| United States | 0.87 | 0.88 | 0.85 |
| Japan | 0.57 | 0.55 | 0.52 |
| Great Britain | 0.55 | 0.53 | 0.51 |
| France | 0.33 | 0.39 | 0.50 |
| West Germany | 0.44 | 0.45 | 0.48 |
| Belgium | 0.40 | 0.46 | 0.47 |
| Italy | 0.45 | 0.47 | 0.45 |
| Netherlands | 0.36 | 0.38 | 0.36 |

Source: Electrical Energy Branch
Energy, Mines and Resources Canada.

# *The Regulatory Environment*

## FEDERAL REGULATION

### Constitutional Authority

Under the Canadian Constitution, legislative authority for electricity generation, transmission and distribution rests primarily with the provinces. Federal authority regarding electricity is restricted to exports, nuclear energy, and international and designated interprovincial power lines. Provincial ownership of most energy resources stems from Section 109 of the Constitution Act, which in turn is supplemented by section 92A of the Act, giving provincial legislatures authority over the development, conservation, and management of sites and facilities in the province for the generation and production of electrical energy. Federal responsibility for all aspects of nuclear energy, including uranium production and supply, was formalized with the Atomic Energy Control Act of 1946.

### National Energy Board

The National Energy Board (NEB) was created in 1959 by an Act of Parliament. The Board's powers and duties are derived from the National Energy Board Act. Under the Act, the Board advises the federal government on the development and use of energy resources and regulates specific matters concerning oil, gas, and electricity. The Board's jurisdiction over electrical matters is limited to the certification of international and designated interprovincial power lines and the licensing of electricity exports from Canada. (Under Part VII of the Act, the Governor in Council may by order designate a particular interprovincial power line to be regulated in the same manner as international power lines. When power from one province simply enters the grid of another province, there is no federal regulation.) The Board has no jurisdiction over imports of electricity.

Part III of the NEB Act provides for the federal regulation of international and designated interprovincial power lines. The Board may authorize, without a public hearing, the construction and operation of international power lines not exceeding 50 kV. When reviewing an application for an international power line, the Board determines whether the line is in the public interest by assessing i) the availability of electricity for export, ii) the existence of markets, iii) economic feasibility, iv) financing considerations and Canadian participation, and v) any other consideration that may be relevant. In making this determination, the Board holds public hearings. If positive, the Board's decision is submitted to the Governor in Council; if negative, the application is rejected.

Part VI of the NEB Act provides for the regulation of electric power exports. The Board issues export licences in which it imposes terms and conditions on the licensees. The Act restricts the duration of licences to 25 years. In considering an export application, the Board is required to take into account all factors pertaining to the public interest. In particular, the Board must satisfy itself that i) the quantity of electricity to be exported is surplus to reasonably foreseeable domestic requirements, and ii) the price is just and reasonable.

In interpreting the latter requirement the Board has established three guidelines concerning the export price: i) it must recover its appropriate share of the costs incurred in Canada; ii) it must not be less than the price to Canadians for equivalent service in related areas; and iii) it must not be materially less than the least-cost alternative available to the foreign purchaser at the same location in the country of export.

Before licensing exports, the Board normally conducts a public hearing. However, when the export quantities are small (i.e., not more than 50 MW and 250 GWh/year), or when emergency conditions exist, the Board may issue "orders", authorizing exports without public hearings.

**Atomic Energy Control Board**

Immediately after World War II, Canada began to study the question of how to encourage the use of nuclear energy for peaceful purposes while at the same time preventing its use for weapons. In 1946, the Atomic Energy Control Act was passed into law with these objectives in mind.

The Act gave the federal government control over the development, application and use of nucler energy and established the Atomic Energy Control Board (AECB). The five-person AECB administers and enforces the Act, and licenses uses of radioactive materials and activities involving nuclear energy. It also regulates the health, safety, security and environmental aspects of nuclear energy. The AECB reports to Parliament through the Minister of Energy, Mines and Resources.

The Board's primary function is to license Canadian nuclear facilities and activities dealing with prescribed substances and equipment. Nuclear facilities include power and research reactors, uranium mines and refineries, fuel fabrication plants, heavy water plants, waste management facilities, and particle accelerators. Prescribed substances include uranium, thorium, heavy water, and radioisotopes. Activities that may be licensed, relating to such substances, include production, processing, selling, use, import, and export. Before issuing a licence, the Board ensures that the appropriate health, safety and security standards are met.

The Board's control also extends to international security of nuclear materials and technology. Through the licensing process, it ensures that nuclear equipment and supplies are exported in accordance with Canada's obligations under the Treaty on the Non-Proliferation of Nuclear Weapons.

**Federal Environmental Assessment Review Process**

In December 1973, Cabinet established the Federal Environmental Assessment Review Process (EARP) to ensure that the environmental effects of all federal projects are assessed early in the planning process. A federal project is one initiated by a federal agency, or one that involves federal funding or federal property. Federal Crown corporations are not bound by the Cabinet decision; however, they are invited to participate in the process.

In 1977 and 1979, the process was modified. In June 1984, an Order-in-Council further strengthened EARP and formalized a number of functions.

Under EARP, federal departments are responsible for assessing their own projects. They conduct an initial screening to determine whether a given project will have significant environmental effects. If no such effects are perceived, the project may go ahead with appropriate monitoring by the initiating department.

If significant environmental effects are perceived, a formal review process is undertaken by an Environmental Assessment Panel created by the Minister of the Environment. The Panel is assisted in its work by the Federal Environmental Assessment Review Office. The Panel normally requires that the project sponsor prepare an Environmental Impact Statement. If the Minister of the Environment and the initiating Minister concur, the scope of the Panel may be extended to include general socio-economic effects and the need for the project.

Public participation is an integral part of the assessment process. Any person or organization with an interest in the project is provided with an opportunity to present viewpoints to the panel.

Once a panel has completed its deliberations and evaluated all information on a project, it prepares a report outlining, among other things, its recommendations. A Panel could recommend that a project not proceed, that it proceed as planned, or that it proceed subject to certain terms and conditions. The recommendations are submitted to the Minister of the Environment and the initiating Minister, who must decide to whom the recommendations are directed, to what extent they should be incorporated into terms and conditions for proceeding, and in what manner they are to be made public. In the event of a disagreement between the two Ministers, the question may be submitted to Cabinet.

## PROVINCIAL REGULATION

As noted above, under the Canadian Constitution the provinces have legislative authority over the generation, transmission, and distribution of electricity. In most provinces some form of regulation exists to ensure that power is supplied at the lowest possible rate compatible with sound financial management. Most provinces have established regulatory bodies to oversee the utilities, although the degree of supervision varies. The major areas subject to review are rate setting and the construction of new facilities. All provinces require the environmental effects of proposed projects to be studied.

### Newfoundland

Newfoundland Light and Power Company (NLPC) and Newfoundland Labrador Hydro (NLH) are regulated by the Newfoundland Board of Commissioners of Public Utilities. The Board fully regulates the rates and policies of NLPC. Since 1977, the Board has also had authority under the Electric Power Control Act to review NLH's utility rates, excluding sales to subsidiaries and industrial customers. The Board makes recommendations to the Newfoundland Cabinet, which is the final authority for utility rates.

**Prince Edward Island**

Maritime Electric Company Limited is regulated by the Public Utilities Commission of Prince Edward Island under the provisions of the Electric Power and Telephone Act. The Commission has decision making authority over electric utility rates in the province.

**Nova Scotia**

Prior to 1976, the Nova Scotia government directly set rates and policies for electric utilities in the province. Since that time, the Board of Commissioners of Public Utilities has taken over this duty and, in accordance with the provincial Public Utilities Act, has full decision making power.

Ontario Hydro's busiest construction site in 1985 was the four unit Darlington nuclear generating station, east of Toronto. The 3600-MW station is expected to be fully operational in 1992.

**New Brunswick**

As a Crown corporation, New Brunswick Power reports to the provincial government through its chairman, who is a member of the Cabinet. Rates and operations are regulated by a nine-member Board of Commissioners appointed by the Lieutenant Governor of New Brunswick. The utility's chairman and vice chairman sit on the Board. The Board's recommendations are referred to the provincial Cabinet, which is the final regulatory authority. A bi-partisan Crown corporation committee also reviews utility rates and operations annually.

**Quebec**

In Quebec, electricity rates are set by Hydro-Québec and are subject to the approval of the provincial legislative assembly. Hydro-Québec operations are administered by a seventeen-member Board of Directors, which includes the President and Chief Executive Officer.

**Ontario**

Ontario Hydro operates under the Power Corporation Act and reports to the provincial government through the Ministry of Energy. The management of Ontario Hydro is under the direction and control of the Board of Directors. Proposed rate changes are referred to the Ontario Energy Board (OEB), through the Minister of Energy, for examination at public hearings. However, the Board of Ontario Hydro is authorized to set the utility's rates and may accept or reject the recommendations of the OEB.

On matters concerning its generation expansion program and transmission facilities, Ontario Hydro is regula ed by the provincial Joint Hearing Board. The Board is composed of members from the Environmental Assessment Board and the Ontario Municipal Board.

**Manitoba**

Under the Manitoba Hydro Act, rates are set by Manitoba Hydro and reviewed by the Public Utilities Board. The Board provides advice to the provincial government, leaving the Lieutenant Governor in Council with final authority over pricing and other matters related to the supply of electricity.

**Saskatchewan**

Saskatchewan Power Corporation (SPC) is governed by a Board of Directors that is responsible for the management and operation of the Crown utility. Board members are appointed by the provincial government and report to the province's Crown Management Board. Rates charged to SPC's electricity customers are subject to review and approval by the Public Utilities Review Commission of Saskatchewan.

**Alberta**

TransAlta Utilities Corporation, Alberta Power Limited, and Edmonton Power are regulated by the Energy Resources Conservation Board, with respect to the development of generation and transmission facilities and changes in service areas. Environmental and social impact assessments and plans to minimize any environmental impacts must be presented to the Board along with applications for construction. The Board's recommendations on generating plants are subject to final approval through Order-in-Council by the Alberta government.

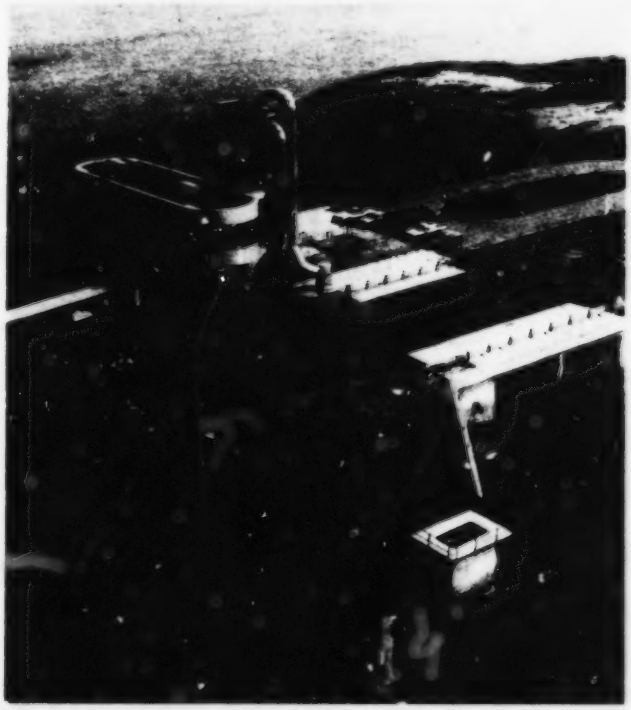
The three utilities participate in the cost pooling program of the Electric Energy Marketing Agency (EEMA). The EEMA was established in 1982 by the provincial government to help equalize power costs throughout Alberta. Under EEMA legislation, the utilities' generation and transmission costs are regulated by the Public Utilities Board. The Board also approves the selling prices of electricity to EEMA. The EEMA pools the utilities' costs and resells the power at average prices back to the utilities.

**British Columbia**

The British Columbia Utilities Commission (BCUC) has general supervisory powers over BC Hydro. Jurisdiction extends to system expansion, operation, financial transactions, and rate schedules. Cominco Limited, which operates generating plants and transmission facilities for industrial purposes, is exempt from regulation by the BCUC. Under a management contract, West Kootenay Power & Light Co. operates and maintains Cominco's facilities. West Kootenay's operations for its direct customers are subject to regulation by the BCUC. New electricity exports require removal permits granted by the BCUC, after authorization by the Lieutenant Governor in Council.

**Yukon and Northwest Territories**

Under the Northern Canada Power Commission Act, the Commission is to be self-sustaining within the rate zones of the Yukon and Northwest Territories. To ensure this, rates charged by utilities must provide sufficient revenue to cover principal and interest charges on federal loans to the Commission and operating costs of the Commission.



The 20-MW Annapolis tidal power plant in Nova Scotia is the first of its kind in North America.

# *Consumption and Generation*

## ELECTRICITY CONSUMPTION IN 1985

After an increase of 7.1 per cent in 1984, electricity demand in Canada experienced another strong increase in 1985, with a growth rate of 5.3 per cent. As in 1984, this increase was related to economic activity. Real Gross Domestic Product (GDP), with which electricity demand is historically correlated, grew 4.5 per cent in 1985, the second highest annual increase since 1977 and only slightly less than the 4.8 per cent increase of 1984.

Other factors contributing to the growth in electricity consumption include a relatively cold winter and the recent trend from oil to electric space heating. The off-oil move was partly stimulated by a federal program under which eligible consumers received taxable grants to offset conversion costs. Over the period October 1980 to March 1985, approximately 988 000 households converted from oil to alternative energy sources. The largest share of these conversions, 45 per cent, was from oil to electricity.

Because of the strong increase in electricity demand, the relative importance of electricity in the Canadian economy continued to increase in 1985. The quantity of electricity consumed, expressed in kilowatt-hours per dollar of real GDP (1971$), was 3.12 in 1985, up from 3.09 in 1984, 2.89 in 1980, 2.65 in 1975, and 2.58 in 1970. This represents an increase of about 21 per cent during the period 1970-1985.

Table 7 shows the 1985 growth rates in electricity demand by province and the major utilities. Growth rates varied considerably by province, from a high of 7.4 per cent for British Columbia to a low of 1.0 per cent for New Brunswick. Of the major utilities, Hydro-Québec, for the second consecutive year, experienced the largest growth rate at 9.4 per cent, followed by BC Hydro with 8.1 per cent.

In British Columbia, an increase in industrial load accounted for most of the 7.4 per cent growth in electricity demand in 1985. The pulp and paper industry returned to full capacity operation after a long strike came to an end in April, and the lumber industry was also in full production. Both industries use large quantities of electricity. In Quebec, successful marketing programs by Hydro-Québec, which hastened oil-heating system conversions and increased consumption of electricity in the industrial sector, contributed to that province's high growth in electricity demand. Of the 403 351 conversions from oil in Quebec between October 1980 and March 1985, about 78 per cent were conversions to electricity.

Electricity consumption and generation, by province, is given in Table 8. The table also indicates international and interprovincial trade flows, thus accounting for the difference between each province's production and consumption. Quebec was the largest producing and consuming province in 1985, while British Columbia was the largest in terms of international exports.

Table 7. Percentage growth in electricity demand, 1985

| | Province | Major Utilities |
|---|---|---|
| Newfoundland | 3.1 | 5.4 |
| Prince Edward Island | 6.5 | 6.5 |
| Nova Scotia | 5.8 | 4.9 |
| New Brunswick | 1.0 | 3.1 |
| Quebec | 6.9 | 9.4 |
| Ontario | 3.4 | 3.3 |
| Manitoba | 4.2 | 3.3 |
| Saskatchewan | 2.0 | 2.2 |
| Alberta | 7.0 | 6.5 |
| British Columbia | 7.4 | 8.1 |
| Yukon/NWT | 2.5 | 0.4 |
| Canada | 5.3 | 6.1 |

Source: Energy, Mines and Resources Canada.

Electricity demand by sector for the period 1980-85 is reported in Table 9. The industrial sector consumes the largest share of electricity. During the period 1980-85 it consistently accounted for 51 per cent of total consumption, followed by the residential sector with 25 per cent, the commercial sector with 22 per cent, and the agricultural sector with the remaining 2 per cent.

## FORECAST DEMAND

The demand for electricity is affected by many factors: economic activity, demographic activity, electricity prices, other energy prices, energy policy, and weather. Economic activity is the most important variable and has been traditionally used by electric utilities as the key factor to predict aggregate demand for electricity.

Figure 1 shows the close historical relationship between per capita economic performance, as measured by GDP, and per capita electricity demand. Although the historical relationship between national economic growth and electricity demand was dislocated during the period 1979-83, the historical trend appears back on track since 1984.

Table 10 shows the growth, over the period 1960-1985, of real GDP, population, primary energy demand, and electrical energy demand. Table 10 also presents the forecasts prepared by Energy, Mines and Resources Canada (EMR), for each of these variables for the period 1985-2000.

Newfoundland Light and Power Company helped mark its centenary in 1985 by turning the Victoria hydro plant into a museum, displaying a turn-of-the-century turbine.

Table 8. Provincial electricity consumption, 1985 (GWh)

| Province | Production | Exports to Provinces | Exports to U.S. | Imports | Consumption |
|---|---|---|---|---|---|
| Newfoundland | 41 387 | 31 837 | - | - | 9 550 |
| Prince Edward Island | 2 | - | - | 575 | 577 |
| Nova Scotia | 7 511 | 199 | - | 350 | 7 662 |
| New Brunswick | 11 422 | 927 | 6 093 | 6 038 | 10 440 |
| Quebec | 136 727 | 14 491 | 9 581 | 31 881 | 144 536 |
| Ontario | 121 661 | 44 | 10 563 | 11 333 | 122 387 |
| Manitoba | 22 742 | 2 524 | 5 660 | 1 283 | 15 841 |
| Saskatchewan | 11 816 | 1 236 | 163 | 1 649 | 12 066 |
| Alberta | 33 253 | 243 | - | 280 | 33 290 |
| British Columbia | 59 126 | 275 | 10 956 | 1 080 | 48 975 |
| Yukon/NWT | 766 | - | - | - | 766 |
| Canada | 446 413 | 51 776 | 43 016 | 54 469 | 406 090 |

Source: Electrical Energy Branch, Energy, Mines and Resources Canada.

Table 9. Total electricity demand in Canada by sector, 1980-1985

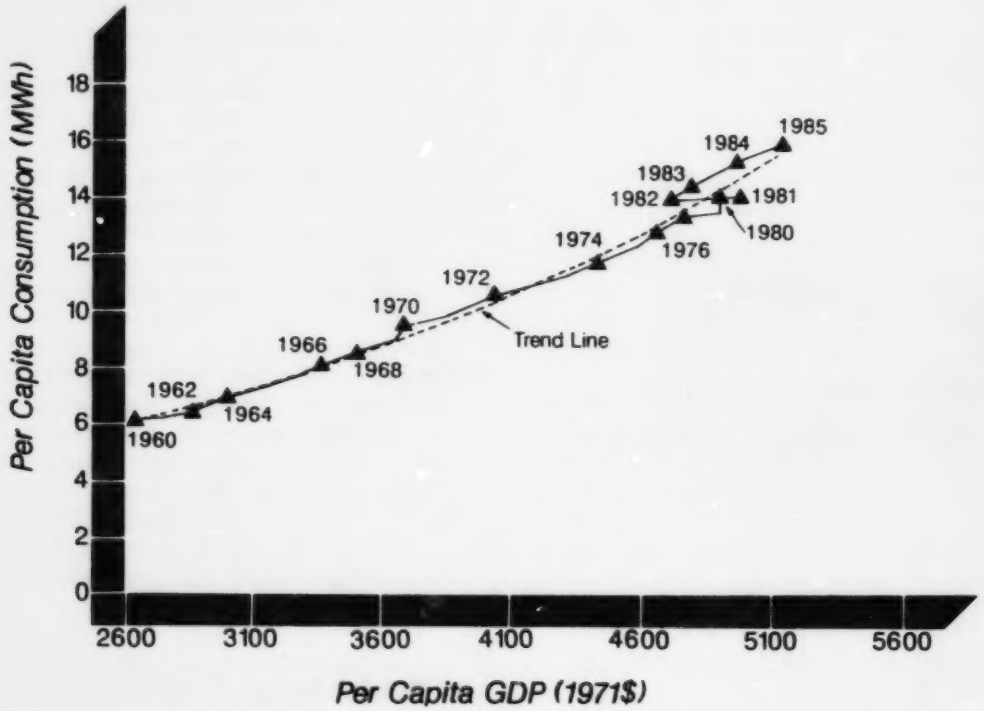
| | 1980 | | 1981 | | 1982 | | 1983 | | 1984 | | 1985 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | TWh | % | TWh | % | TWh | % | TWh | % | TWh | % | TWh | % |
| Residential | 85.6 | 25 | 86.9 | 25 | 87.5 | 25 | 90.4 | 25 | 97.3 | 25 | 102.4 | 25 |
| Farm | 7.9 | 2 | 8.0 | 2 | 8.0 | 2 | 8.3 | 2 | 8.9 | 2 | 9.4 | 2 |
| Commercial | 74.2 | 22 | 75.4 | 22 | 75.4 | 22 | 78.6 | 22 | 84.3 | 22 | 88.7 | 22 |
| Industrial | 171.7 | 51 | 174.3 | 51 | 174.2 | 51 | 182.5 | 51 | 195.0 | 51 | 205.5 | 51 |
| Total | 339.4 | 100 | 344.6 | 100 | 345.1 | 100 | 359.8 | 100 | 385.5 | 100 | 406.1 | 100 |

Source: Energy Information Handbook, Energy, Mines and Resources Canada, April 1986.

Figure 1

## Historical Relationship between Electricity Demand and GDP

*1960–1985*




Because economic growth and population growth over the next 15 years are expected to be significantly lower than the previous 26-year period, electricity growth is also expected to be lower. However, the forecast data presented in Table 10 also indicates an increasing role for electrical energy in Canada. The percentage of primary energy supplied in the form of electricity is expected to increase from 43 per cent in 1985 to about 44 per cent in 1990 and 46 per cent in the year 2000.

Table 10. Historical and forecast annual growth rates (per cent)

| | 1960–85 | 1974–85 | 1985–2000 |
|---|---|---|---|
| Real GDP | 4.2 | 2.5 | 2.5 |
| Population | 1.4 | 1.2 | 0.6 |
| Primary Energy | 3.6 | 1.3 | 2.5 |
| Electrical Energy | 5.4 | 3.9 | 2.9 |

Source: Energy, Mines and Resources Canada.

Table 11 summarizes electricity demand forecasts prepared by the major utilities and provided to EMR in January 1986. The extent of the changed perception of future demand is illustrated in the forecasts provided in January 1985, shown in brackets. With the exceptions of Newfoundland, Nova Scotia, Manitoba, and Alberta, all electric utilities increased their forecast demand growth over the period 1985-2000 from the forecasts provided in January 1985.

Table 11. Utility forecasts of electricity demand (per cent) as at January 1986*

| | 1985-1990 | 1990-2000 | 1985-2000 |
|---|---|---|---|
| Nfld. | 2.2 (2.8) | 2.5 (2.9) | 2.4 (2.9) |
| P.E.I. | 3.4 (3.2) | 2.7 (2.7) | 3.0 (2.9) |
| N.S. | 3.3 (4.0) | 3.8 (3.7) | 3.6 (3.8) |
| N.B. | 4.2 (3.1) | 2.2 (2.3) | 2.8 (2.5) |
| Que. | 1.8 (1.2) | 1.8 (2.0) | 1.8 (1.7) |
| Ont. | 3.6 (2.4) | 2.1 (2.3) | 2.6 (2.3) |
| Man. | 2.6 (3.2) | 2.0 (2.5) | 2.2 (2.7) |
| Sask. | 3.3 (2.2) | 2.0 (2.2) | 2.4 (2.2) |
| Alta. | 4.2 (4.1) | 3.0 (3.6) | 3.4 (3.8) |
| B.C. | 1.7 (2.0) | 1.9 (1.4) | 1.9 (1.6) |
| NWT/ Yuk. | -0.5 (0.8) | 0.8 (0.5) | 0.4 (0.6) |
| Canada | 2.7 (2.1) | 2.1 (2.2) | 2.3 (2.2) |

* Figures in brackets are January 1985 estimates.

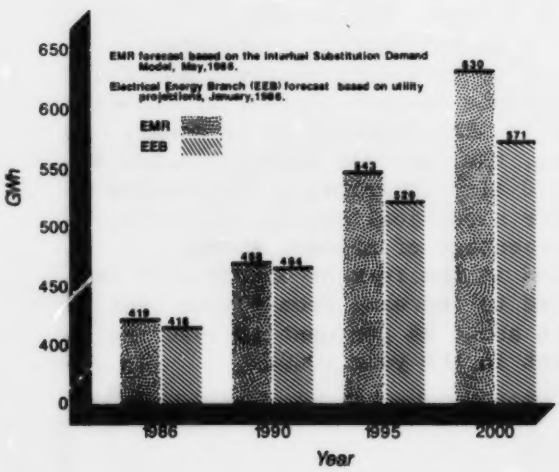
Source: Energy, Mines and Resources Canada - Utility Questionnaire.

Because of the difficulty in forecasting electricity demand with a high degree of certainty, most utilities are now considering a range of demand forecasts with an assignment of statistical probability to each. As well, they are adopting an approach to planning which emphasizes flexibility. Rather than plan generating capacity solely to meet whatever demand develops, they are taking steps to alter peak demand requirements by means such as direct load management, while simultaneously ensuring that generating capacity is sufficient to meet demand under reasonable assumptions regarding future growth.

Figure 2 illustrates various forecasts for electricity demand. Included on the bar chart for comparison are the latest forecasts derived from EMR's Interfuel Substitution Demand Model and the forecast developed by the EMR Electrical Energy Branch on the basis of projections provided by the major utilities.

Figure 2

## Electrical Energy Forecasts



## PEAK DEMAND

Peak demand in Canada grew by 4.8 per cent in 1985, up from 69 044 MW in 1984 to about 72 367 MW in 1985. This increase is much greater than the 3.6 per cent registered in 1984. Based on the electric utilities' projections, peak demand is expected to increase annually by 2.4 per cent, to 104 000 MW by the year 2000. This growth rate is slightly larger than the 2.1 per cent projected last year. For overall energy and peak demand forecasts, the electric utilities have increased their projections this year, reflecting confidence about future load growth. Table 12 reports the forecast peak demand growth rates for all provinces and territories, as projected by the major electric utilities for the period 1985-2000.

## LOAD FACTOR

As was pointed out earlier, energy demand grew faster than peak demand in 1985. The growth rate was 5.3 per cent for energy compared with 4.8 per cent for peak. Load factor for Canada as a whole increased by 0.6 per cent, from 63.7 per cent in 1984 to 64.1 per cent in 1985. Load factors for each province and Canada during the period 1985-2000 are reported in Table 13. (Load factor is defined as a ratio of average demand to peak demand, where average demand = energy consumption/8700 (hrs/yr).)

Table 12. Peak demand growth rates (per cent)

| | 1985-1990 | 1990-2000 | 1985-2000 |
|---|---|---|---|
| Nfld. | 2.7 | 2.8 | 2.8 |
| P.E.I. | 3.4 | 2.7 | 2.9 |
| N.S. | 4.2 | 3.7 | 3.9 |
| N.B. | 4.7 | 2.2 | 3.0 |
| Que. | 2.7 | 2.1 | 2.3 |
| Ont. | 1.6 | 2.4 | 2.2 |
| Man. | 3.4 | 2.0 | 2.5 |
| Sask. | 3.7 | 2.0 | 2.6 |
| Alta. | 3.8 | 2.8 | 3.1 |
| B.C. | 2.3 | 1.9 | 2.0 |
| NWT/Yuk. | 1.1 | 0.8 | 0.9 |
| Canada | 2.6 | 2.3 | 2.4 |

Source: Energy, Mines and Resources Canada - Utility Questionnaire.

Table 13. Load Factor in Canada (per cent)

| | 1985 | 1990 | 2000 |
|---|---|---|---|
| Nfld. | 62.8 | 61.2 | 59.3 |
| P.E.I. | 60.3 | 60.4 | 60.5 |
| N.S. | 63.9 | 61.0 | 61.1 |
| N.B. | 61.0 | 59.6 | 59.6 |
| Que. | 62.7 | 59.9 | 58.1 |
| Ont. | 64.6 | 71.3 | 68.6 |
| Man. | 59.4 | 57.2 | 56.9 |
| Sask. | 61.0 | 59.6 | 60.0 |
| Alta. | 69.7 | 70.9 | 72.1 |
| B.C. | 67.2 | 65.2 | 65.5 |
| NWT/Yuk. | 56.8 | 52.3 | 52.4 |
| Canada | 64.1 | 64.5 | 63.0 |

Source: Energy, Mines and Resources Canada - Utility Questionnaire.

## ENERGY GENERATION

Electricity generation increased 5.1 per cent in 1985 to 446 TWh. Of this, 406 TWh was for use in Canada and the remainder was exported. The sources of generation are given in Table 14. The major generating stations in Canada are shown in Figure 3.

Table 14. Source of electricity production

| Generation Type | % of 1985 Generation | % Increase from 1984 |
|---|---|---|
| Hydro | 67 | 6.2 |
| Thermal | 20 | -3.9 |
| Nuclear | 13 | 15.9 |

Source: Energy, Mines and Resources Canada - Utility Questionnaire.

The increased hydro generation was mainly attributable to new production from James Bay in Quebec (14 000 GWh) and Revelstoke in British Columbia (3000 GWh). Electricity production from fossil fuels decreased by 3.9 per cent in 1985 over 1984. The fossil fuel share of total electricity production was 20 per cent, a reduction of 2 per cent from the previous year. The production of electricity from coal decreased by 7 per cent because of the reduction of coal-fired generation in Ontario. However, generation from oil increased by 14 per cent mainly due to Newfoundland's increase in oil-fired generation.

Generation from natural gas increased by 30 per cent. The increase was attributed to industrial use of gas in Alberta. Total nuclear production increased by 15.9 per cent, mainly from new production at the Pickering B7 and Bruce B5 stations, which were commissioned in January 1985 and March 1985, respectively.

Figure 4 and Table A4 show energy production by fuel type. Production by region and energy source is shown in Figure 5. The major increases in coal-fired production were in Nova Scotia (13 per cent), and Saskatchewan (2 per cent). Coal-fired production declined by 21 per cent in New Brunswick and 19 per cent in Ontario. In Alberta, British Columbia, and Ontario, natural gas is mainly used by industries for electricity generation. Natural gas-fired production declined by 77 per cent in British Columbia, while increasing 140 per cent in Alberta, and 46 per cent in Ontario. See Chapter 6 for details on the fuel requirements of these provinces.

Oil-fired production increased in Newfoundland as a result of decreased hydro generation on the Island. In Nova Scotia oil-fired production decreased as a result of displacement by coal-fired production. New Brunswick maintained a high level of oil-fired production because of its export commitment; it is estimated that about 60 per cent of its electricity generated from oil was exported to the U.S.

Figure 3

## Major Generating Stations in Canada (MW)

Figure 4

## Energy Generation by Principal Fuel Type

*1985 % of Provincial Total*

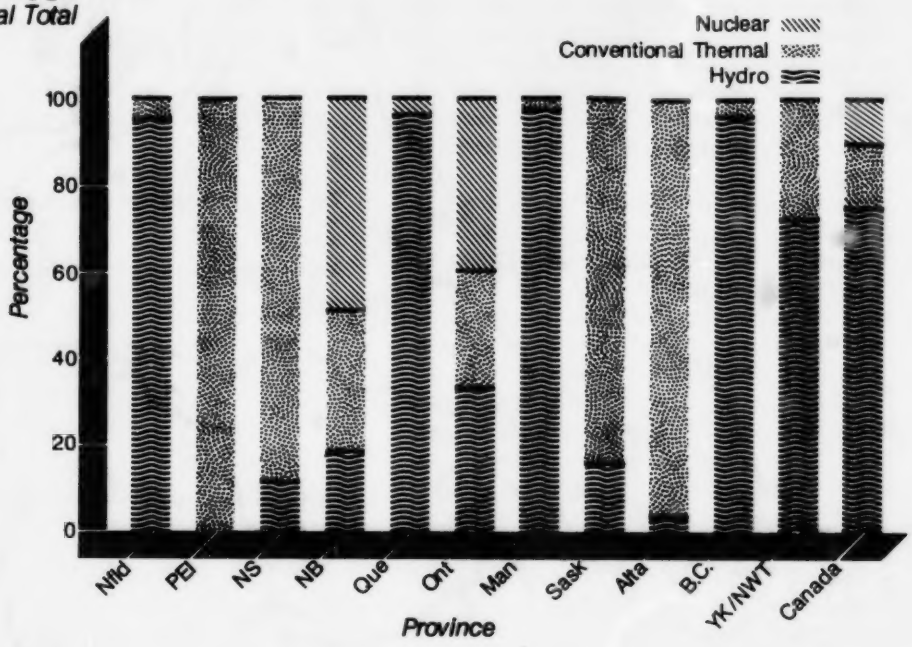
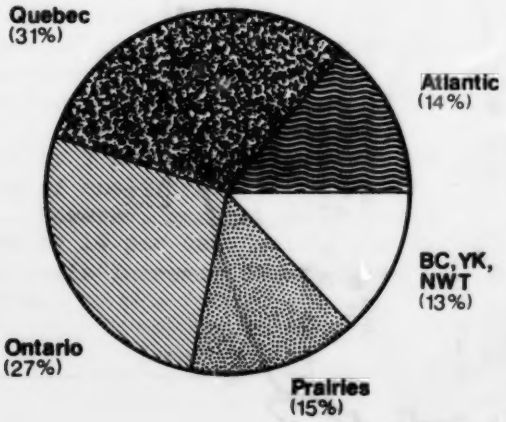
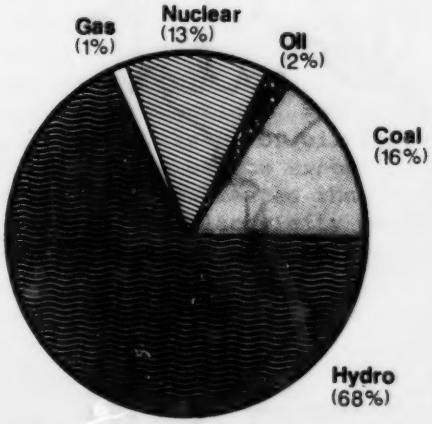



Figure 5

## Production by Region and Production by Energy Source

*1985*




**Total: 446 413 GWh**

Nuclear generation was 13 per cent of the total in 1985. In Quebec, the Gentilly II station decreased its generation slightly from 3422 GWh in 1984 to 3209 GWh in 1985. In Ontario, two new nuclear units were put in service, and the remaining increase for the year came from increased production in New Brunswick. Nuclear generation increased by about 16 per cent, from 49 266 GWh in 1984 to 57 095 GWh in 1985. The Point Lepreau station also increased its production from 5011 GWh in 1984 to 5427 GWh in 1985; of the total, about 37 per cent was produced for firm exports to the United States.

## FORECAST OF ENERGY GENERATION

Utility forecasts of electricity generation, by principal fuel type for Canada, are presented in Table 15. The data suggests that hydro-based generation will continue to be the most important source of electric energy in Canada, although its share of total electricity production will decline slightly from about 67 per cent in 1986 to about 60 per cent in 2000. Coal-fired production is expected to decrease, in both quantity and market share, between 1985 and 1990, and then steadily increase to 18 per cent of total electricity generation by the year 2000. The main reason for the 1985-90 decrease is Ontario Hydro's plan to reduce its coal-fired generation from 30 TWh in 1985 to only 15 TWh by 1990. This substantial reduction will be offset by increasing nuclear production from the Darlington nuclear stations.

Although the recent falling world oil prices provide electric utilities with an economic incentive to utilize their existing oil-fired stations in the short-run, it is not expected that oil prices will remain low for a long period of time. In the long run, oil-fired stations will continue to be used as peaking capacity and to serve energy demand in remote locations. Beyond 1990, the use of oil in electricity generation is expected to increase with the overall increase in demand. By the year 2000, the share of electricity generated from oil is expected to reach 2 per cent of total electricity generation. Natural gas will continue to be used sparingly, accounting for only about 1 per cent of total electricity generation by the year 2000.

Nuclear generation is forecast to increase at an average annual rate of 3.2 per cent between 1986 and the year 2000. Its share of electricity generation is expected to increase from 15 per cent to about 18 per cent over the same period.

Table 15. Forecasts of energy generation by fuel type - Canada

| | Energy Generation (TWh) | | | | | | | Percentage of Generation | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Coal | Oil | Natural Gas | Nuclear | Hydro | Other | Total | Coal | Oil | Natural Gas | Nuclear | Hydro | Other | Total |
| 1986 | 68.1 | 5.3 | 6.6 | 68.7 | 304.1 | 2.4 | 455.2 | 15 | 1 | 1 | 15 | 67 | 1 | 100 |
| 1990 | 66.0 | 8.7 | 8.3 | 98.2 | 320.2 | 2.9 | 504.3 | 13 | 2 | 2 | 19 | 63 | 1 | 100 |
| 1995 | 81.2 | 9.5 | 10.1 | 112.4 | 335.7 | 3.9 | 552.8 | 15 | 2 | 2 | 20 | 60 | 1 | 100 |
| 2000 | 106.1 | 10.3 | 9.9 | 106.7 | 366.3 | 4.5 | 603.8 | 18 | 2 | 1 | 18 | 60 | 1 | 100 |

Source: Energy, Mines and Resources, based on forecasts provided by the Utilities and the National Energy Board.

# *Capacity and Reserve Margins*

**CAPACITY ADDITIONS**

In 1985, total generating capacity increased by 2897 MW to 97 948 MW at year end, a 3.1 per cent increase over 1984. Nuclear capacity additions totalled 1346 MW, hydro 1345 MW, and coal 206 MW, representing 47 per cent, 46 per cent, and 7 per cent of the total additions respectively. A summary of the major additions is presented in Table 16.

Total installed capacity by principal fuel type by province for 1985 is given in Table A2 and illustrated in Figure 6. Installed capacity by region and by energy source for Canada is shown in Figure 7. Figure 8 presents historical installed capacity for Canada during the period 1960-1985. Although the market share of hydro has decreased since 1960, it is still the most important source of electric power in Canada. In 1985, hydro accounted for 59 per cent of total installed generating capacity.

Table 16. Major additions to installed generating capacity during 1985

| Additions | Project | Plant Type | No. of Units | Capacity (MW) |
|---|---|---|---|---|
| Newfoundland | Cat Arm | Hydro | 2 | 127 |
| Quebec | LG-4 | Hydro | 2 | 589 |
| Ontario | Atikokan | Steam(coal) | 1 | 206 |
| | Bruce B | Nuclear | 1 | 830 |
| | Pickering B | Nuclear | 1 | 516 |
| Saskatchewan | Nipawin | Hydro | 1 | 168 |
| British Columbia | Revelstoke | Hydro | 1 | 461 |

Source: Energy, Mines and Resources Canada - Utility Questionnaire.

Figure 6

## Installed Capacity by Principal Fuel Type

*1985 % of Provincial Total*

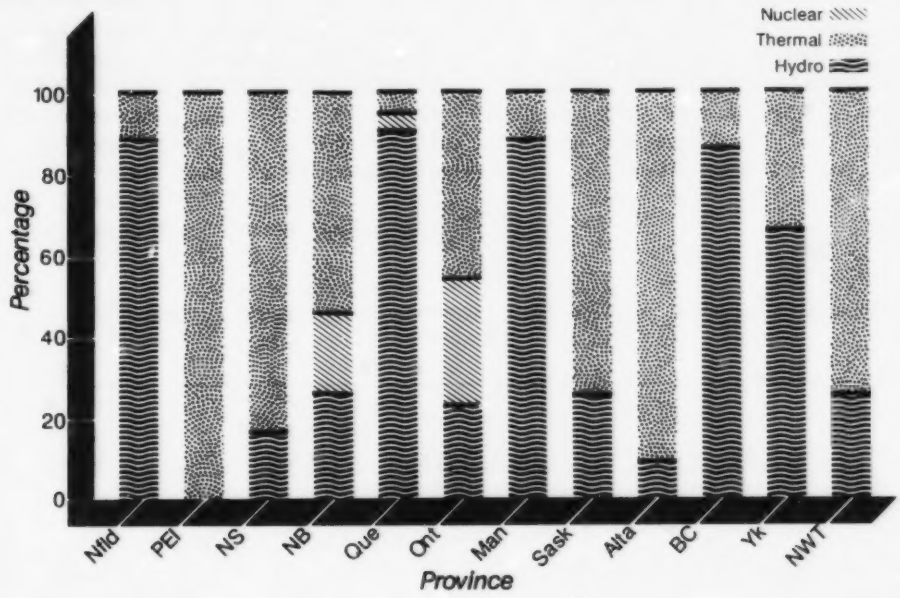
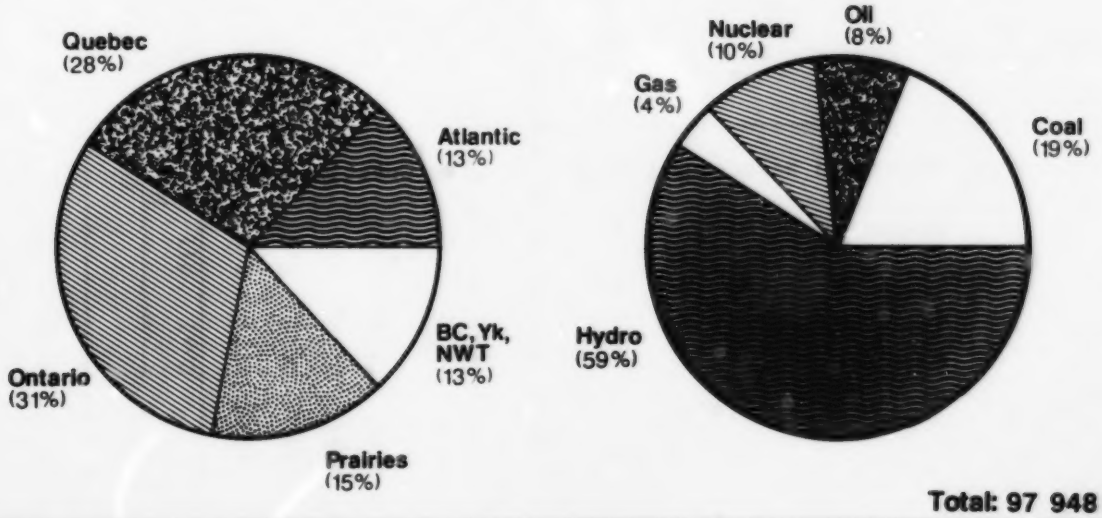



Figure 7

## Capacity by Region and Capacity by Energy Source

*1985*

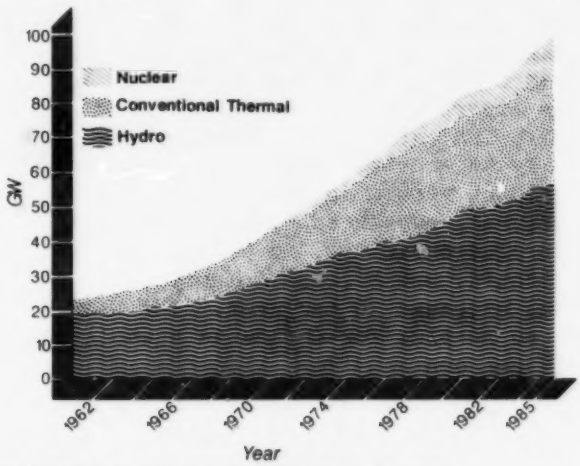



**Total: 97 948 MW**

Figure 8

**Historical Installed Capacity by Fuel Type**

*1960–1985*




## FORECASTS OF GENERATING CAPACITY

To meet the forecast growth in electricity demand, total installed generating capacity in Canada is expected to increase at an average annual rate of 0.9 per cent, from almost 98 000 MW at the end of 1985 to 110 000 MW by the end of the century. The fact that this level of growth is significantly less than energy and peak demand growth reflects the current excess capacity situation in certain provinces. Forecasts of installed capacity, by energy source, are displayed in Table 17.

The largest share of total Canadian capacity over the next 15 years will continue to be hydro, with its 58 per cent share of total capacity remaining relatively stable through the period. Nuclear generating capacity, as a share of total capacity, is expected to increase from 10 per cent in 1986 to 13 per cent in 1990, and 14 per cent in 1995; it will then drop to 13 per cent by 2000. While coal-fired capacity is expected to increase moderately over the forecast period, its share is expected to be fairly stable at about 18 per cent of total capacity. Natural gas capacity will also remain stable, at 4 per cent for the period 1986-2000. Oil-fired capacity is expected to increase slightly over the period, although its share of total capacity is expected to decrease slightly from 8 per cent in 1985 to 6 per cent by the year 2000. Thus coal, nuclear, and hydro will continue to account for most of the electricity generated in Canada. These sources accounted for 88 per cent of total capacity in 1985, and this percentage is expected to increase slightly to 89 per cent by the year 2000.

## RESERVE MARGINS

There have been two distinct periods in the growth of electricity demand in Canada since World War II. From 1947 to 1974 there was a period of rapid growth, with an average annual increase of 6.8 per cent. Following the oil crisis of 1973-1974, electricity growth slowed to an average rate of 3.9 per cent for the period 1975-1985. During the latter period, electricity consumption actually declined in 1975 and again in 1982.

This shift, from a long period of sustained rapid growth to one of slower growth, resulted in excess generating capacity. In the early 1970s, the construction of new generating stations was initiated mainly on the basis of expectations of continuing rapid growth in electricity demand and also to displace fossil-fuelled electricity production. As the growth in demand

slowed dramatically in the latter part of the decade, some of these newly constructed stations became surplus to domestic requirements.

## PRESENT RESERVE MARGIN

The reserve margin of an electrical system is defined as the excess of installed generating capacity over annual peak load expressed as a percentage of annual peak load. Column 3 of Table 18 presents the reserve margin in all ten provinces in 1985. The highest reserve was in Nova Scotia with 71 per cent, followed by New Brunswick with 55 per cent, British Columbia with 51 per cent, and Ontario with 36 per cent.

## CAPACITY RESERVE REQUIREMENTS

Normal practice in an electrical system is that a certain proportion of installed capacity is designated to allow for scheduled maintenance, planned outage, and unexpected peak demand. This proportion is usually called the capacity reserve requirement. It varies from utility to utility depending on the installed capacity mix of the electrical system. Column 4 of Table 18 reports the capacity reserve requirement in each province for 1985. Ontario Hydro had the largest capacity reserve of 23 per cent, while Hydro-Québec had the lowest with 10 per cent.

## SURPLUS GENERATING CAPACITY

Surplus generating capacity is defined as the reserve margin less the reserve capacity requirement. Although surplus generating capacity is defined in terms of peak domestic requirements, the surplus capacity may be utilized to supply export markets. Column 5 of Table 18 indicates surplus generating capacity by province for 1985. Despite significant growth in electricity demand in 1985, all provinces except Alberta had surplus capacity. In New Brunswick, Nova Scotia, and British Columbia, the surplus exceeded 30 per cent. The weighted surplus for Canada as a whole was 14 per cent.

Table 17. Forecasts of installed generating capacity by principal fuel type - Canada

| | Installed Generating Capacity (GW) | | | | | | | Percentage of Installed Capacity | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Coal | Oil | Natural Gas | Nuclear | Hydro | Other | Total | Coal | Oil | Natural Gas | Nuclear | Hydro | Other | Total |
| 1986 | 18.0 | 7.5 | 3.9 | 10.2 | 56.6 | 0.5 | 96.7 | 19 | 8 | 4 | 10 | 58 | 1 | 100 |
| 1990 | 18.1 | 7.5 | 3.6 | 13.7 | 58.1 | 0.6 | 101.6 | 18 | 7 | 4 | 13 | 57 | 1 | 100 |
| 1995 | 20.2 | 7.5 | 4.3 | 15.4 | 61.9 | 0.7 | 110.0 | 18 | 7 | 4 | 14 | 56 | 1 | 100 |
| 2000 | 21.7 | 7.9 | 4.2 | 15.4 | 69.8 | 0.8 | 119.8 | 18 | 6 | 4 | 13 | 58 | 1 | 100 |

Source: Energy, Mines and Resources, based on forecasts provided by the Utilities and the National Energy Board.

Table 18. Surplus of installed generating capacity in 1985

| | Installed Capacity (MW) (1) | Peak Demand (MW) (2) | Reserve Margin (3)=(1)-(2)/(2) | Capacity Reserve Requirement (4) | Net Surplus (5)=(3)-(4) |
|---|---|---|---|---|---|
| Nfld. | 2 056 | 1 735 | 19 | 12 | 7 |
| P.E.I. | 124 | 95 | 31 | 15 | 16 |
| N.S. | 2 250 | 1 319 | 71 | 20 | 51 |
| N.B. | 3 032 | 1 953 | 55 | 20 | 35 |
| Que. | 32 108 | 26 322 | 22 | 10 | 12 |
| Ont. | 29 395 | 21 644 | 36 | 23 | 13 |
| Man. | 3 948 | 3 043 | 30 | 15 | 15 |
| Sask. | 2 655 | 2 260 | 18 | 15 | 3 |
| Alta. | 6 623 | 5 456 | 22 | 22 | 0 |
| B.C. | 12 533 | 8 322 | 51 | 15 | 36 |
| Canada* | 95 022 | 72 367 | 31 | 17 | 14 |

* Figures include NCPC's capacity.

Source: Energy, Mines and Resources Canada.

# *Fuel Requirements*

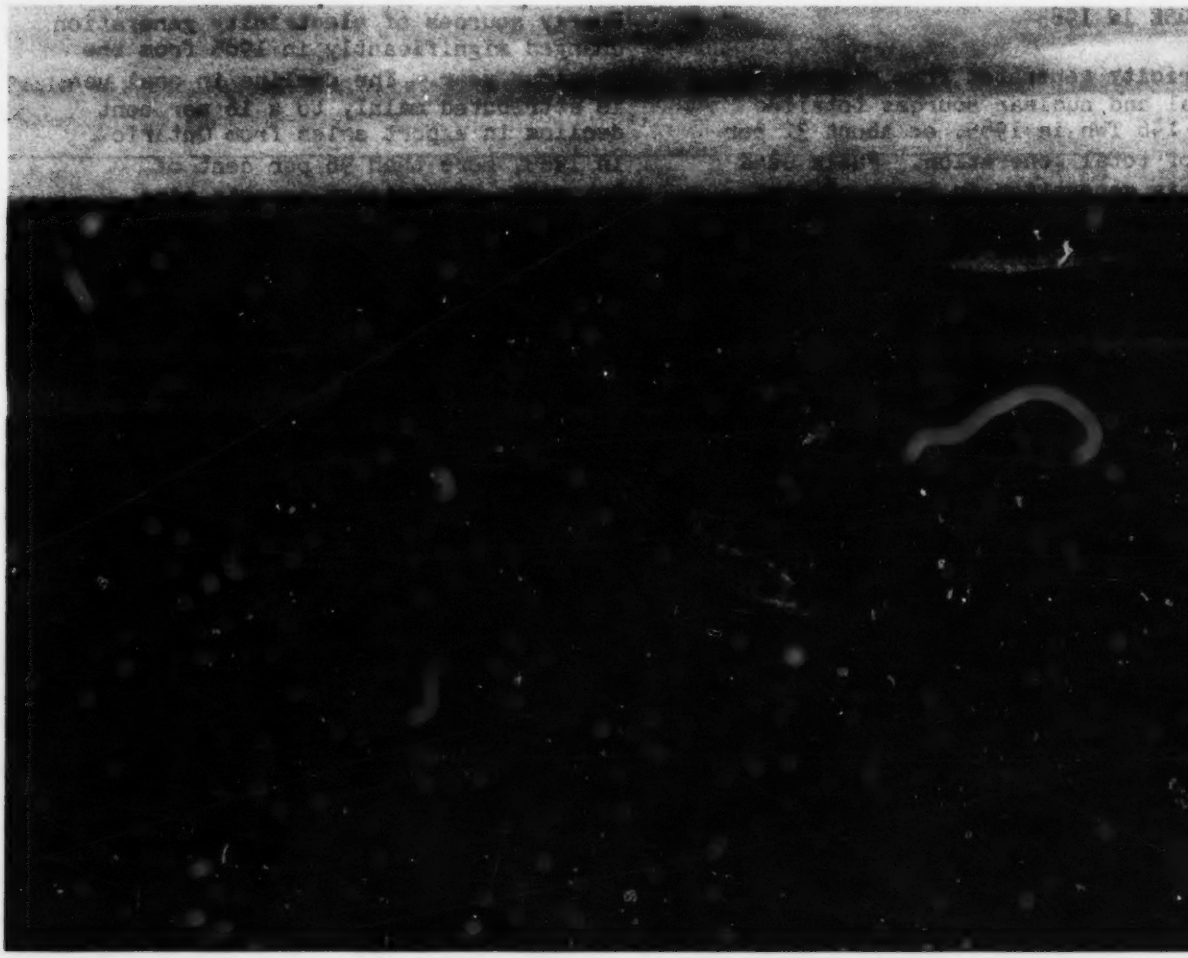
## FUEL USE IN 1985

Electricity generated from conventional thermal and nuclear sources totalled about 146 TWh in 1985, or about 32 per cent of total generation. Fuels used for this generation in terms of heat contents amounted to the equivalent of 283 million barrels of oil. A breakdown of the fuels used by utilities is provided in Table 19. Ontario was the largest user, accounting for approximately 57 per cent of the total. Alberta was second, accounting for 20 per cent, and Saskatchewan ranked third with an 8 per cent share.

New Brunswick remained the largest user of oil due in part to a unit participation contract with Maine Electric Power Company (MEPCo). Under the contract, NB Power exported firm energy to MEPCo from its Coleson Cove oil-fired station. In 1985, more than 60 per cent of NB Power's oil-fired electricity production was exported to MEPCo. In 1986, it is expected that New Brunswick will reduce its electricity generation from oil by importing more hydroelectricity from Quebec.

Energy sources of electricity generation changed significantly in 1985 from the previous year. The decline in coal use is attributed mainly to a 16 per cent decline in export sales from Ontario. In 1985, more than 96 per cent of Ontario's electricity exports came from coal-fired stations. Uranium use increased due to the addition of Ontario's Bruce B and Pickering B stations. Oil and gas use also increased slightly, with most of the increase occurring in industrial establishments that generate their own electricity.

Provinces west of Quebec continued to use Canadian oil, primarily light oil, in gas turbines or diesel plants. In the Territories, Canadian diesel oil was used to supply electricity to small remote communities. All oil used by the Atlantic region and Quebec was imported.



Saskatchewan Power Corporation's 252-MW Nipawin hydroelectric project was nearly completed by the end of 1985. The main dam under construction can be seen to the left of the spillway.

Table 19. Fossil fuels used by utilities, 1985

| Province | Coal ($10^3$ tonnes) | Oil ($m^3$) | Gas ($10^6 m^3$) | Uranium ($10^3 g$) |
|---|---|---|---|---|
| Newfoundland | - | 459 132 | - | - |
| Prince Edward Island | 64 | 5 630 | - | - |
| Nova Scotia | 2 153 | 196 069 | - | - |
| New Brunswick | 486 | 599 357 | - | 120 000 |
| Quebec | - | 66 218 | - | 66 000 |
| Ontario | 11 000 | 8 205 | 184 | 907 000 |
| Manitoba | 252 | 3 815 | - | - |
| Saskatchewan | 8 280 | 18 944 | 145 | - |
| Alberta | 16 662 | 37 521 | 780 | - |
| British Columbia | - | 161 438 | 114 | - |
| Northwest Territories/Yukon | - | 61 041 | - | - |
| Canada | 38 897 | 1 617 370 | 1 223 | 1 093 000 |

Source: Energy, Mines and Resources Canada - Utility Questionnaire.

Table 20. Fuels required for electricity generation in Canada

| | Coal ($10^3$ tonnes) | Oil ($m^3$) | Natural Gas ($10^6 m^3$) | Uranium ($10^3 g$) |
|---|---|---|---|---|
| 1986 | 35 338 | 1 318 898 | 1 421 | 1 451 000 |
| 1990 | 36 229 | 2 135 231 | 1 981 | 1 806 000 |
| 1995 | 43 259 | 2 265 534 | 2 384 | 2 058 000 |
| 2000 | 52 024 | 2 442 632 | 2 258 | 1 954 000 |

Note: 1 cubic metre of oil = 6.3 bbls.
1 cubic metre of gas = 35.5 cubic feet.
1 tonne = 1000 kg.

Source: Energy, Mines and Resources Canada - Utility Questionnaire.

In 1985, about 73 per cent of the coal used for electricity generation in Ontario was imported from the United States, while the remainder came from western Canada. Coal used by Manitoba was purchased from Saskatchewan. Alberta, Nova Scotia, and New Brunswick used their own coal resources. Saskatchewan relied primarily on its own coal but also purchased additional amounts from Alberta.

In 1985, about 1.2 billion cubic metres of natural gas was used for electricity generation. Of this total, about 64 per cent was used by Alberta, with the remainder consumed by Ontario, Saskatchewan, and British Columbia. Electricity generated from natural gas is used mainly for peaking purposes.

## FORECAST OF FUEL REQUIREMENTS

Forecast fuel requirements are reported in Table 20. These requirements are based on the forecasts of energy generation indicated in Table 15.

Coal consumption for electricity generation is expected to slowly increase from 35.3 million tonnes in 1986 to 43.3 million tonnes in 1995. This increase is slight primarily because of a substantial reduction in coal-fired generation in Ontario, which will reduce coal consumption from 11 to 6.5 million tonnes over the same period. The major increase in coal use will be in Alberta and Nova Scotia.

After 1995, Ontario is expected to use more coal for electricity generation, almost doubling its use from 6.5 million tonnes in 1995 to about 12.3 million tonnes by the year 2000. Canada's total consumption of coal is projected to reach 52 million tonnes by the end of the century.

Oil consumption is expected to increase moderately to 2.1 million cubic metres (or 13 million barrels) in 1990, and to 2.4 million cubic metres (or 15 million barrels) by the year 2000. Oil will be used primarily for peaking purposes and in remote locations.

Over the forecast period 1986 to 2000, the use of natural gas for electricity generation is projected to increase from 1.4 to 2.3 billion cubic metres. This 64 per cent increase is larger than those forecasted for coal, oil or uranium. Major electric utilities, mainly in Alberta, are the largest users of natural gas for electricity generation; their share is expected to be 56 per cent for the period 1986-2000. Industrial establishments, also mainly in Alberta, will account for the other 44 per cent.

With nuclear energy becoming an increasingly important component of Canadian electricity supply, the use of uranium for electricity generation is expected to increase substantially from 1451 tonnes in 1985 to about 1954 tonnes toward the end of the century, an average annual growth rate of 2 per cent.

# *Electricity Trade*

## INTERNATIONAL TRADE

Electricity trade between Canada and the United States dates back to the beginning of the century. In 1901, the first electric power transmission line (12 000 volts) was built across the border at Niagara Falls. The purpose of this early interconnection was to enable Canada to market its abundant hydroelectric power in the United States. For most of the century, electricity trade between Canada and the United States has been balanced. Since the early 1970s, however, Canada's net exports to the United States have grown steadily, in both quantity and revenue. Electricity trade statistics for the period 1981-85 are summarized in Table 21.

In 1985, electricity exports to the United States (excluding non-cash service exchange) reached 41 520 GWh, accounting for 9.3 per cent of Canada's total generation, up from 8.8 per cent in 1984. Electricity imports from the United States in 1985 were 221 GWh. Total electricity export revenue increased to $1.4 billion in 1985, accounting for about 8.2 per cent of Canada's total energy export revenue and about 1.2 per cent of total merchandise exports. Import costs to Canada for the same year were about $9 million.

Approximately 70 per cent of the electricity exports reported in 1985 were interruptible, i.e. available only when surplus to the needs of the selling utility. Hydro-generated electricity continued to be the main source of Canada's electricity exports, accounting for more than 63 per cent of the total exported.

Provincial sources of exports and average revenues received in 1984 and 1985 are reported in Table 22. Four provinces - New Brunswick, Manitoba, Saskatchewan and British Columbia - showed increases in 1985, while Ontario's and Quebec's sales declined moderately.

BC Hydro's Revelstoke generating station was officially opened in August 1985. Construction of the four-unit 1800-MW station, located on the Columbia River, began in 1977.

Table 21. International electricity trade, 1981-1985

| | 1981 | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | (GWh) | | |
| Exports[a] | 34 730 | 32 986 | 36 907 | 37 572 | 41 520 |
| Imports[a] | 466 | 268 | 211 | 291 | 221 |
| Net exports | 34 264 | 32 718 | 36 696 | 37 281 | 41 299 |
| Type of exports:[b] | | | | | |
| Firm | 5 008 | 5 829 | 10 218 | 10 852 | 12 305 |
| Interruptible | 29 722 | 27 157 | 26 689 | 26 720 | 29 215 |
| Total | 34 730 | 32 986 | 36 907 | 37 572 | 41 520 |
| Generation source for exports:[c] | | | | | |
| Hydro | 19 948 | 18 574 | 19 237 | 20 555 | 25 537 |
| Imported coal | 10 901 | 10 315 | 11 704 | 10 582 | 8 245 |
| Imported oil | 1 940 | 1 959 | 1 201 | 1 552 | 1 157 |
| Domestic coal/oil | 665 | 502 | 519 | 711 | 956 |
| Nuclear | 42 | 96 | 1 856 | 1 911 | 2 247 |
| Other[d] | 1 234 | 1 540 | 2 390 | 1 352 | 2 175 |
| Total | 34 730 | 32 986 | 36 907 | 36 663 | 40 317 |
| Revenue/Cost | | | (million $) | | |
| Exports | 1143.87 | 1105.90 | 1249.00 | 1376.00 | 1 424.78 |
| Imports | 5.62 | 5.41 | 5.80 | 9.61 | 8.95 |
| Net revenue | 1138.25 | 1100.49 | 1243.20 | 1366.39 | 1 415.83 |

(a) Excludes non-cash exchanges.
(b) Firm exports refer to energy that must be made available when the purchaser wants it. Interruptible exports refer to energy that is made available by the supplier only when surplus energy exists.
(c) Estimated from data of major utilities.
(d) Includes purchases for export where the generation source is not identifiable.

Source: National Energy Board.

Table 22. Electricity exports and revenues by province, 1984-1985*

| | 1984 | | 1985 | | % Change |
|---|---|---|---|---|---|
| | Exports GWh | Revenue $/MWh | Exports GWh | Revenue $/MWh | in Export Quantities |
| New Brunswick | 5 693 | 58.0 | 6 130 | 54.3 | 8 |
| Quebec | 11 240 | 34.5 | 9 585 | 34.6 | -15 |
| Ontario | 11 056 | 40.2 | 9 329 | 40.7 | -16 |
| Manitoba | 5 096 | 18.6 | 5 642 | 17.0 | 11 |
| Saskatchewan | 59 | 26.9 | 128 | 25.7 | 117 |
| British Columbia | 4 428 | 26.9 | 10 706 | 26.3 | 142 |
| Canada | 37 572 | 36.6 | 41 520 | 34.3 | 11 |

* Exchanges are excluded.

Source: Statistics Canada Publication 57-202 1983.
National Energy Board 1984-1985.

British Columbia's exports increased dramatically during the spring and summer periods because of drought conditions in the U.S. Pacific Northwest. However, the drought ended in early 1986, and British Columbia's exports are expected to decline this year.

The decrease in Ontario's exports resulted from strong growth in domestic consumption. Ontario's demand for electricity increased 3.4 per cent in 1985, exceeding the forecasted rate of 2.6 per cent. As a consequence, there was less electricity available to sell outside the province. A lack of transmission lines in southwestern Ontario and price competition among utilities for the midwestern U.S. market were also factors. The decline of export sales in Quebec was mainly due to increased nuclear and hydro generation in New England and the State of New York.

The average revenue received from electricity exports in 1985 varied significantly from province to province. New Brunswick received the highest average revenue, $54.3 per MWh, while Manitoba received the lowest, $17 per MWh. The factors that affect the value of electricity exports include whether the electricity is exported on a firm or interruptible basis, the generating costs of the exporting utility, the generating costs avoided by the importing utility, and the cost of transmission.

Interruptible electricity supply is less valuable to the importing utility because it must maintain standby generating capacity. The generating cost incurred by the exporter and avoided by the importer varies according to the type of electricity generation. For base load generation in both Canada and the United States, oil-fired generating plants tend to be the most costly and hydro plants the least costly.

Table 23 presents the proportion of firm and interruptible electricity exports for the six exporting provinces. While firm exports accounted for just under 30 per cent of total Canadian electricity exports in 1985, the proportion of firm to total exports ranged from 8 per cent in Manitoba to almost 44 per cent in New Brunswick. The high proportion of firm power exports in New Brunswick partly accounts for it receiving the highest average revenue.

Table 24 reports the energy sources of electricity exported during 1985. Exports from Quebec and British Columbia were generated entirely from hydroelectric stations. Manitoba's exports also overwhelmingly came from hydro. Exports from Saskatchewan were generated entirely from indigenous coal, while Ontario's exports come primarily from thermal stations using imported coal. In New Brunswick, the generation sources were nuclear, oil, and coal. New Brunswick was the only province using base load oil-fired generation for exports because of a unit participation agreement it has with Maine Electric Power Company. The contract stipulates that New Brunswick is to export firm power to Maine from the Coleson Cove oil-fired station.

Table 23. Gross firm and interruptible exports, 1985*

| | Firm | Interruptible | Per cent Interruptible | Per cent Firm |
|---|---|---|---|---|
| | (MWh) | | | |
| New Brunswick | 2 677 667 | 3 452 750 | 56.3 | 43.7 |
| Quebec | 3 423 099 | 6 161 784 | 64.3 | 35.7 |
| Ontario | 3 897 620 | 5 431 152 | 58.2 | 41.8 |
| Manitoba | 454 475 | 5 187 334 | 91.9 | 8.1 |
| Saskatchewan | 11 650 | 116 095 | 90.9 | 9.1 |
| British Columbia | 1 840 466 | 8 865 793 | 82.8 | 17.2 |
| Canada | 12 304 977 | 29 214 908 | 70.4 | 29.6 |

* Exchanges are excluded.

Source: National Energy Board.

Table 24. Energy sources of electricity exports, 1985 (per cent)

| | Oil | Coal | Nuclear | Hydro | Other | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|
| New Brunswick | 20.4 | 9.4 | 34.9 | - | 35.3 | 100 |
| Quebec | - | - | - | 100.0 | - | 100 |
| Ontario | 0.1 | 96.4 | 2.5 | 0.2 | 0.8 | 100 |
| Manitoba | - | 5.2 | - | 93.1 | 1.7 | 100 |
| Saskatchewan | - | 100.0 | - | - | - | 100 |
| British Columbia | - | - | - | 100.0 | - | 100 |

Source: Energy, Mines and Resources Canada.

The export markets in the U.S. and the types of electricity generation displaced by Canadian exports are presented in Table 25. In all markets, Canadian exports displaced fossil-fuel generation.

The provincial shares of total Canadian electricity exports are shown in Table 26. British Columbia was the leading exporter in 1985, followed by Quebec and Ontario. For the period 1983-85, Ontario and Quebec were the leading exporters.

Table 26. Provincial share of Canadian exports (per cent)

| | 1983 | 1984 | 1985 |
|---|---|---|---|
| New Brunswick | 15 | 15 | 15 |
| Quebec | 28 | 30 | 23 |
| Ontario | 33 | 29 | 22 |
| Manitoba | 16 | 14 | 14 |
| British Columbia | 8 | 12 | 26 |
| Canada | 100 | 100 | 100 |

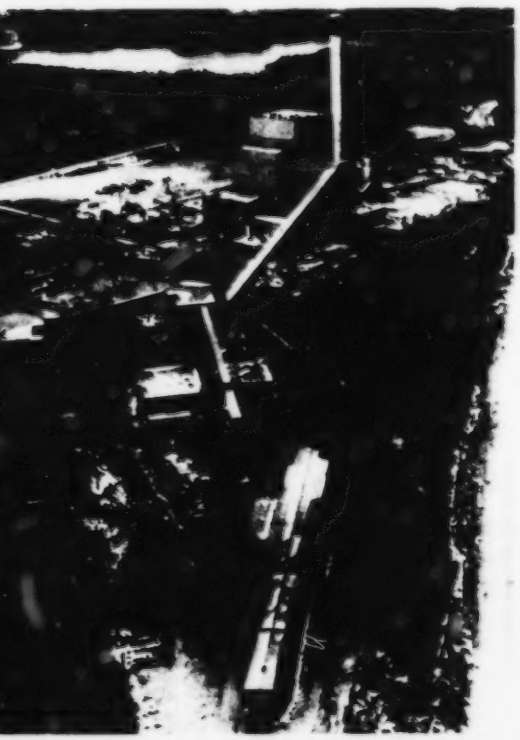
Source: Energy, Mines and Resources Canada.

Table 25. Fuel displacement of exports

| Exporting Province | Importing States | Fuel Displaced |
|---|---|---|
| New Brunswick | New England | Oil |
| Quebec | New England | Oil |
| | New York | Oil, coal |
| Ontario | New York | Oil, coal |
| | Michigan | Coal |
| | Wisconsin | Coal |
| Manitoba | North Dakota | Coal |
| | Minnesota | Coal |
| Saskatchewan | North Dakota | Coal |
| British Columbia | California | Oil, coal, gas |

Source: National Energy Board.

mmary of electricity exports pro-
ed by electric utilities is
ented in Table 27. Total Canadian
tricity exports are expected to
inue to increase until the end of
decade. The increase, if it is
ized, will be largely attributed to
owth in exports from Quebec. Beyond
, total Canadian exports are fore-
to gradually decline from 50.8 TWh
990, to 40.3 TWh in 2000. The ex-
ion to this post-1990 trend is
toba, where exports are expected to
inue to increase beyond the year
.



okan generating station in north-
ern Ontario came into service in
mber 1985. The 200-MW station burns
sulphur lignite coal from western
da.

Table 27. Utilities' forecasts of electricity exports (TWh)*

| | 1985 | 1986 | 1987 | 1990 | 1995 | 2000 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| N.B. | 6.1 | 6.6 | 5.8 | 5.5 | 2.4 | 1.8 |
| Que. | 9.6 | 18.1 | 21.4 | 27.5 | 17.7 | 15.4 |
| Ont. | 9.3 | 9.7 | 10.6 | 13.0 | 14.8 | 9.6 |
| Man. | 5.6 | 7.8 | 6.3 | 4.4 | 9.0 | 13.1 |
| Sask. | 0.1 | 0.1 | 0.1 | 0.1 | 0.1 | 0.1 |
| B.C. | 10.7 | 1.0 | 0.5 | 0.3 | 0.3 | 0.3 |
| Canada | 41.4 | 43.3 | 44.7 | 50.8 | 44.3 | 40.3 |

* Exchanges are excluded.

Source: Energy, Mines and Resources Canada - Utility Questionnaire.

**INTERPROVINCIAL TRADE**

The most significant change in interprovincial transfers during 1985 was a decline in net exports from Newfoundland to Quebec, where net exports decreased by 12 per cent, from 36 043 GWh in 1984 to 31 837 GWh in 1985. This change was partly due to decreased electricity exports from Quebec to the United States. Although Quebec's purchases from Newfoundland declined, its sales to Ontario and New Brunswick increased substantially. Net transfers from Quebec to Ontario and New Brunswick grew by 18 and 35 per cent, respectively. Net interprovincial transfers are outlined in Table 28. More information on exports and imports by province is provided in Figures 9 and 10 and Table A5.

Table 28. Net interprovincial transfers (12-month period)

| | GWh | | Per Cent |
|---|---|---|---|
| | 1984 | 1985 | Growth |
| BC to Alberta | 36 | 32 | -10 |
| Saskatchewan to Alberta | 4 | 3 | -34 |
| Manitoba to Saskatchewan | 327 | 323 | -1 |
| Manitoba to Ontario | 937 | 963 | 3 |
| Quebec to Ontario | 7 300 | 8 625 | 18 |
| Newfoundland to Quebec | 36 043 | 31 837 | -12 |
| Quebec to New Brunswick | 4 306 | 5 825 | 35 |
| New Brunswick to PEI | 539 | 575 | 7 |
| New Brunswick to Nova Scotia | 20 | 151 | 671 |

Source: Statistics Canada.

Figure 9

## Net Transfers and Exports of Electrical Energy, 1985(GWh)

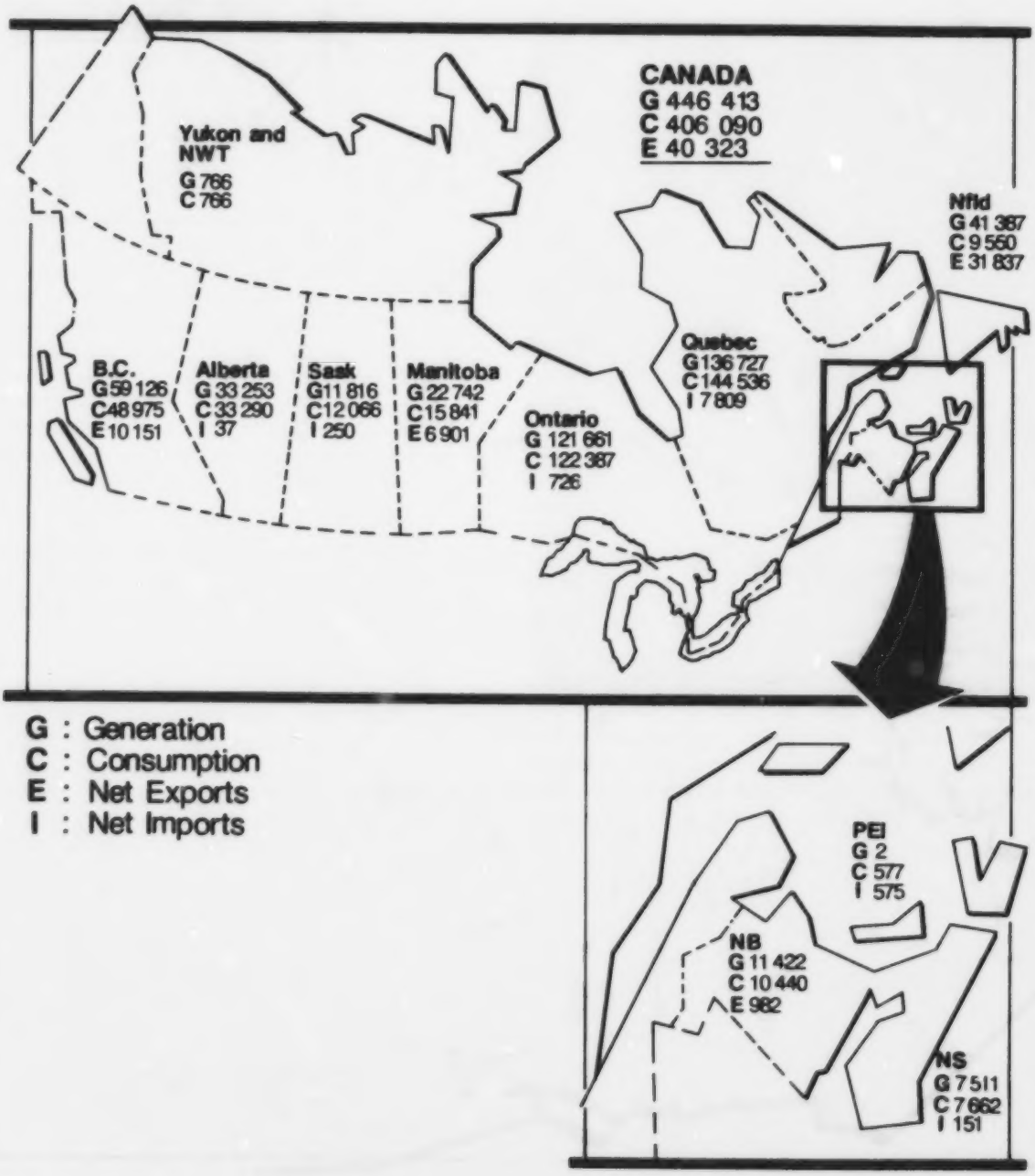
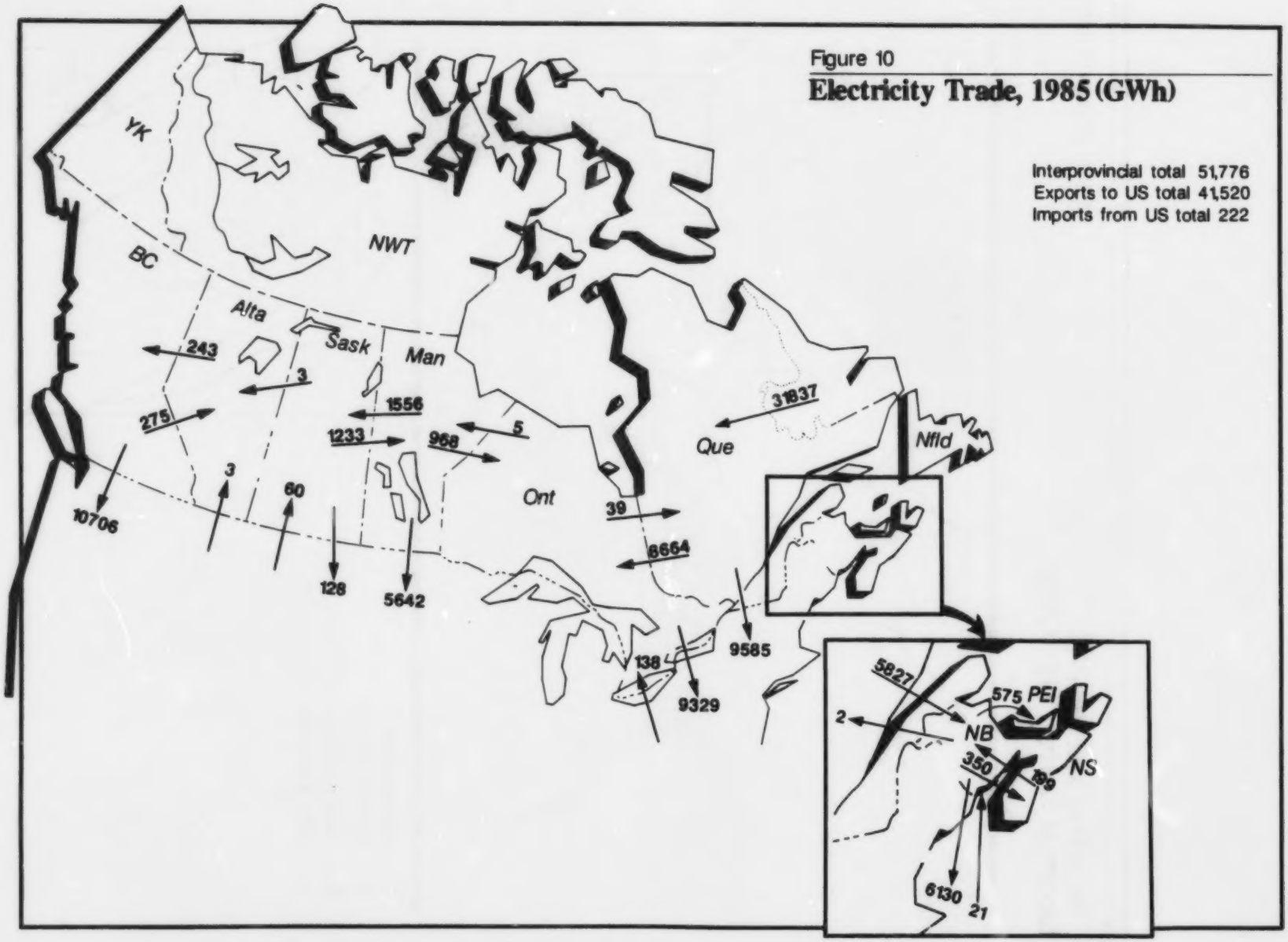


Figure 10

## Electricity Trade, 1985 (GWh)

Interprovincial total 51,776
Exports to US total 41,520
Imports from US total 222



# *Transmission*

**CANADA**

Total electrical transmission in Canada, for lines rated at 100 kV and above, increased from 112 667 km in 1984 to 113 510 km in 1985, an increase of 843 km or 0.7 per cent. The largest proportion of Canada's transmission (41 per cent) is in the range of 100 kV to 149 kV. Another 34 per cent is in the 150-299 kV range, while 16 per cent is between 300 kV and 599 kV. Newfoundland and Quebec are the only two provinces with transmission lines over 600 kV; their length is 10 529 km, about 9 per cent of the Canadian total. Quebec has the greatest amount of electrical transmission, with 29 968 km or 26.4 per cent of Canada's total. It is followed by Ontario with 24.5 per cent and British Columbia with 12.3 per cent. A summary of transmission length by province and voltage is reported in Table 29.

**PROVINCIAL**

There were very few additions to provincial transmission lines in 1985. Alberta Power increased its 144 kV lines by 156 km; Hydro-Québec added 98 km to its system; Saskatchewan Power completed 80 km of 230-kV lines in order to integrate the Nipawin hydroelectric power plant into the grid; and Newfoundland increased its system by 19 km with the addition of one 138-kV line.

New Brunswick Power's second major interconnection with Hydro-Québec under construction. The 345-kV line has doubled New Brunswick's interchange capacity with Quebec from 500 MW to 1000 MW.

Table 29. Transmission length at year-end (km)

| | 100 - 149 kV | 150 - 199 kV | 200 - 299 kV | 300 - 399 kV | 400 - 599 kV | 600 kV and up | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Newfoundland | 1 682 | 214 | 1 881 | 0 | 0 | 600 | 4 377 |
| Prince Edward Island | 100 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 |
| Nova Scotia | 1 555 | 0 | 1 150 | 173 | 0 | 0 | 2 878 |
| New Brunswick | 1 994 | 0 | 528 | 827 | 0 | 0 | 3 349 |
| Quebec | 7 540 | 2 147 | 3 615 | 6 737 | 0 | 9 929 | 29 968 |
| Ontario | 12 149 | 0 | 13 453 | 6 | 2 222 | 0 | 27 830 |
| Manitoba | 4 139 | 0 | 4 030 | 0 | 2 042 | 0 | 10 211 |
| Saskatchewan | 3 599 | 0 | 2 598 | 0 | 0 | 0 | 6 197 |
| Alberta | 8 248 | 133 | 4 955 | 0 | 355 | 0 | 13 691 |
| British Columbia | 4 261 | 220 | 3 915 | 427 | 5 086 | 0 | 13 909 |
| Yukon | 497 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 497 |
| Northwest Territories | 503 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 503 |
| Canada | 46 267 | 2 714 | 36 125 | 8 170 | 9 705 | 10 529 | 113 510 |
| % of Total | 41 | 2 | 32 | 7 | 9 | 9 | 100 |

Sources: Statistics Canada Publication 57-202.
Energy, Mines and Resources Canada - Utility Questionnaire.

## INTERPROVINCIAL

There were two additions to provincial interconnections during 1985: a 345-kV transmission line from New Brunswick's Edmundston substation to the substation at Madawaska, Quebec, and a 500-kV line from Alberta to Cranbrook, British Columbia. Table 30 presents the major provincial interconnections. In total, there are 33 interties with a transfer capability of 10 000 MW. There are no provincial interconnections under construction or proposed at this time.

Table 30. Provincial interconnections

| Connection | Voltage (kV) | Capability Installed (MW) | Capability Firm (MW) |
|---|---|---|---|
| British Columbia - Alberta | 1 x 500 | 800 | 600 |
| | 1 x 138 | 110 | 80 |
| Saskatchewan - Manitoba | 3 x 230 | 400 | 400 |
| Manitoba - Ontario | 2 x 230 | 260 | 260 |
| | 1 x 115 | | |
| Quebec - Ontario | 4 x 230 | 1300 | 1300 |
| | 9 x 120 | | |
| Quebec - Newfoundland | 3 x 735 | 5225 | 4300 |
| Quebec - New Brunswick | ±80(DC) | 350 | 350 |
| | 1 x 230 | 150 | 150 |
| | 2 x 345 | 500 | 500 |
| New Brunswick - Nova Scotia | 2 x 138 | 600 | 600 |
| | 1 x 345 | | |
| New Brunswick - Prince Edward Island | 1 x 138 | 200 | 100 |

Source: Energy, Mines and Resources Canada.

Table 31. Major interconnections between Canada and the United States*

| Province | State | Voltage (kV) | Power Transfer Capability (MW) |
|---|---|---|---|
| New Brunswick | Maine | 345 | 600 |
| | | 5 x 69 | 330 |
| Quebec | New York | 765 | 1400 |
| | New York | 2 x 120 | 200 |
| | Vermont | 2 x 120 | 200 |
| Ontario** | New York | 230 | 470 |
| | | 230 | 400 |
| | | 2 x 230 | 600 |
| | | 2 x 345 | 2300 |
| | | 4 x 69 | 265 |
| | Michigan | 230 | 535 |
| | | 230 | 515 |
| | | 345 | 710 |
| | | 345 | 760 |
| | Minnesota | 120 | 35 |
| Manitoba | North Dakota | 230 | 150 |
| | Minnesota | 230 | 175 |
| | Minnesota | 500 | 1000 |
| Saskatchewan | North Dakota | 230 | 150 |
| British Columbia | Washington | 230 | 350 |
| | | 230 | 300 |
| | | 2 x 500 | 1400 |

* 35 MW capacity or over.

** The transfer capability of several lines may not be equal to the mathematical sum of the individual transfer capabilities of the same lines.

Source: Energy, Mines and Resources Canada - Utility Questionnaire.

## INTERNATIONAL

One new international transmission line was completed during 1985. This was a 120-kV line from Quebec to Vermont, with a power transfer capability of 200 MW. There are now over 100 international transmission lines in place to provide for Canada's international trade in electricity. Although most of these lines are quite small, there are 34 bulk power interties rated at 69 kV or higher with a total power transfer capacity of almost 13 000 MW. These are presented in Table 31.

To accommodate Quebec's inceasing exports to the New England states, one ±450-kV HVDC transmission line to New Hampshire is now under construction. The intertie capacity between Quebec and New England will increase from 690 MW to 2000 MW when the line is completed in 1986. A 345-kV transmission line from Pointe Lepreau to Maine is planned by New Brunswick, and it is expected to be completed in 1988. Planned interconnections between Canada and the United States are given in Table 32.

Table 32. Planned interconnections to the United States

| Province | State | Completion Date | Voltage (kV) | Estimated Power Transfer Capability (MW) |
|---|---|---|---|---|
| Quebec | New Hampshire | 1986 | ±450 DC | 690* |
| NB | Maine | 1988 | 345 | 575 |

* May be upgraded to 2000 MW by 1990.

Source: Energy, Mines and Resources Canada - Utility Questionnaire.

# *Electric Utility Investment and Financing*

## CAPITAL INVESTMENT

Electric utility investment in new facilities was $5.9 billion in 1985, slightly less than the $6.3 billion spent in 1984. Approximately 51 per cent of the 1985 total was for generation, 18 per cent for distribution, 15 per cent for transmission, and the remainder for other items. Table 33 illustrates the capital-intensive nature of electricity and its importance in the Canadian economy. It is interesting to note that electric utility investment in Canada, as a share of total capital spending and GNP, has declined since 1983. Overcapacity in the electric power industry has been the main reason for the reduction in capital investment over the past three years.

Table 34 shows the original cost of utility fixed assets in service. The ratio of generation investment to total investment has increased from 53 per cent in 1981 to about 57 per cent in 1985. This investment pattern varies from one region to another, depending on the generation mix employed. Capital investment, per unit of capacity added, is significantly higher for hydro and nuclear capacity than for conventional thermal capacity. Hydro and nuclear generation are characterized by high capital costs and low operating costs, relative to conventional thermal generation. In addition, hydro facilities often require higher capital expenditures for transmission facilities, because of the remote location of many generating plants.

Table 35 presents forecast capital expenditures for electrical system expansion in each province for the period 1986-1995. Capital expenditures were expected to decline until 1986, reflecting present excess generating capacity. After 1986, capital expenditures are forecast to increase again, reaching a new peak in 1995. Over the next ten years, electric utilities in Canada will invest about $71 billion. Quebec will be the largest spender, with a total of $24 billion or 34 per cent of the Canadian total. Ontario is second with $22 billion or 30 per cent of the total. In third place is Alberta, which is expected to invest $5.5 billion or 8 per cent of the total. Because of a large surplus of generating capacity, British Columbia is not expected to invest in new generating stations until 1995. For the period 1986-1995, British Columbia anticipates spending $2.5 billion, with about 40 per cent to be spent in 1994 and 1995.

Capital expenditures projected by the electric utilities for 1986 continue to emphasize a shift in investment patterns. An increasing emphasis will be put on upgrading transmission and distribution systems over the next few years, with relatively less emphasis on generation facilties due to the existing surplus situation.

The historical data in Table 36 indicates that electric utility investment has increased at an average annual rate of 9.6 per cent since 1965. The average annual rate of inflation (measured by the Gross National Expenditure deflator) over this period was 7.1 per cent, suggesting that real growth was approximately 2.5 per cent.

## FINANCING

From 1960 to 1976 debt for utility expansion increased as a percentage of total capital employed. The debt ratio was relatively stable until 1978 and then declined for the period 1979-82 as most utilities tried to reduce their exposure to high interest rates. However, the debt proportion increased again in 1983 as electric utilities increased their investment and borrowings. In 1984, overall capital expenditures declined relative to the previous year, and the debt ratio also declined, from 80 per cent in 1983 to 78 per cent in 1984. Table 37 shows electric utility debt ratios during the period 1976-84. In 1976, debt accounted for 83 per cent of capitalization in provinces with predominantly provincially owned utilities. In those provinces with predominantly investor owned utilities, it accounted for 50 per cent. In 1984, debt had decreased to 81 per cent for provincially owned utilities and 49 per cent for investor owned utilities.

In 1984, utilities used internally generated funds for about 35 per cent of capital expenditures. This was substantially higher than the 28 per cent of 1983. Internally generated funds are expected to meet about 30-35 per cent of capital requirements over the next five years.

Table 33. Electric utility capital investment

| | 1966-70 | 1971-75 | 1980 | 1981 | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Investment in electric power ($ billions) | 6.8 | 12.9 | 6.1 | 7.3 | 8.4 | 7.8 | 6.3 | 5.9 |
| Energy share*(%) | 55 | 56 | 42 | 40 | 39 | 42 | 37 | 35 |
| Economy share*(%) | 8 | 9 | 9 | 9 | 11 | 10 | 8 | 7 |
| GNP share*(%) | 1.9 | 2.0 | 2.1 | 2.2 | 2.5 | 2.0 | 1.5 | 1.3 |

* The figures indicate electrical utility capital investment as a percentage of total energy investment, investment in the economy as a whole, and GNP.

Source: Statistics Canada Publications 61-205 and 11-003E.

Table 34. Original cost of utility fixed assets in service

| | 1981 | | 1982 | | 1983 | | 1984 | | 1985 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | (millions) | (%) | (millions) | (%) | (millions) | (%) | (millions) | (%) | (millions) | (%) |
| Generation | 24 943 | 53 | 28 352 | 54 | 34 203 | 56 | 40 734 | 58 | 43 574 | 57 |
| Transmission | 9 632 | 20 | 10 828 | 20 | 12 035 | 20 | 13 214 | 19 | 14 021 | 19 |
| Distribution | 9 554 | 20 | 10 650 | 20 | 11 836 | 19 | 12 942 | 18 | 13 915 | 18 |
| Other | 3 145 | 7 | 3 031 | 6 | 3 409 | 5 | 3 709 | 5 | 4 622 | 6 |
| Total | 47 274 | 100 | 52 861 | 100 | 61 483 | 100 | 70 599 | 100 | 76 132 | 100 |

Source: Statistics Canada Publication 57-202.
Data for 1985 preliminary.

Table 35. Forecast of capital expenditures by electric utilities

| | (Millions of Current Dollars) | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1986 | 1987 | 1988 | 1989 | 1990 | 1991 | 1992 | 1993 | 1994 | 1995 |
| Nfld. | 49 | 96 | 411 | 488 | 419 | 437 | 460 | 571 | 400 | 450 |
| P.E.I. | 13 | 15 | 7 | 7 | 7 | 8 | 9 | 10 | 10 | 10 |
| N.S. | 151 | 103 | 119 | 203 | 230 | 179 | 185 | 351 | 507 | 500 |
| N.B. | 152 | 143 | 157 | 130 | 216 | 198 | 202 | 193 | 334 | 264 |
| Que. | 1 580 | 2 230 | 2 580 | 2 480 | 2 250 | 2 247 | 2 402 | 2 263 | 2 641 | 3 383 |
| Ont. | 2 564 | 2 312 | 2 209 | 1 924 | 2 054 | 2 090 | 2 020 | 1 791 | 2 067 | 2 515 |
| Man. | 284 | 443 | 447 | 504 | 552 | 414 | 532 | 390 | 900 | 1 149 |
| Sask. | 162 | 213 | 262 | 276 | 342 | 361 | 234 | 390 | 548 | 667 |
| Alta. | 607 | 509 | 484 | 519 | 577 | 473 | 509 | 556 | 638 | 616 |
| B.C. | 159 | 141 | 136 | 155 | 198 | 196 | 222 | 232 | 362 | 662 |
| Yuk./NWT | 12 | 19 | 7 | 10 | 2 | 4 | 4 | 7 | 8 | 8 |
| Canada | 5 733 | 6 224 | 6 819 | 6 696 | 6 847 | 6 607 | 6 779 | 6 754 | 8 415 | 10 224 |

Source: Energy, Mines and Resources Canada - Utility Questionnaire.
Fiscal and calendar years combined.

Table 36. Historical electric utility investment

| Year | Construction | | | Sub-Total | Machinery and Equipment | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Generation | Transmission and Distribution* | Other | | | |
| | (millions of current dollars) | | | | | |
| 1965 | 438 | 277 | 12 | 727 | 212 | 939 |
| 1966 | 493 | 281 | 13 | 787 | 356 | 1143 |
| 1967 | 577 | 262 | 36 | 875 | 390 | 1265 |
| 1968 | 533 | 301 | 54 | 889 | 443 | 1332 |
| 1969 | 511 | 281 | 63 | 856 | 546 | 1403 |
| 1970 | 581 | 449 | 28 | 1057 | 554 | 1610 |
| 1971 | 572 | 472 | 36 | 1079 | 668 | 1747 |
| 1972 | 636 | 449 | 50 | 1135 | 619 | 1754 |
| 1973 | 808 | 539 | 69 | 1417 | 827 | 2244 |
| 1974 | 1049 | 598 | 53 | 1700 | 1054 | 2753 |
| 1975 | 1691 | 874 | 96 | 2661 | 1296 | 3957 |
| 1976 | 1803 | 821 | 30 | 2654 | 1574 | 4229 |
| 1977 | 2205 | 911 | 43 | 3158 | 1726 | 4884 |
| 1978 | 2339 | 1199 | 233 | 3771 | 2175 | 5946 |
| 1979 | 2516 | 1424 | 181 | 4121 | 2243 | 6364 |
| 1980 | 2470 | 1433 | 95 | 3998 | 2111 | 6109 |
| 1981 | 2768 | 1554 | 92 | 4414 | 2905 | 7319 |
| 1982 | 3153 | 1818 | 320 | 5291 | 3086 | 8377 |
| 1983 | 2663 | 1755 | 202 | 4620 | 3150 | 7770 |
| 1984(a) | - | - | - | 3268 | 3072 | 6340 |
| 1985(a) | - | - | - | 3079 | 2824 | 5903 |

* Transmission and distribution includes street lighting. Generation includes transformer stations, dams and reservoirs.

(a) Preliminary actual data, no breakdown available.

Note: The totals may not correspond with the sum of the elements due to rounding.

Source: Statistics Canada Publications 57-202, 61-205, and Canada Year Book 1968-79.

Table 37. Electric utility debt ratio (per cent)

| | 1976 | 1977 | 1978 | 1979 | 1980 | 1981 | 1982 | 1983 | 1984 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Newfoundland | 79 | 76 | 76 | 76 | 74 | 71 | 73 | 78 | 72 |
| Prince Edward Island | 53 | 53 | 52 | 53 | 54 | 55 | 55 | 68 | 61 |
| Nova Scotia | 103 | 102 | 99 | 98 | 95 | 97 | 97 | 96 | 96 |
| New Brunswick | 92 | 92 | 93 | 93 | 91 | 91 | 90 | 89 | 88 |
| Quebec | 76 | 76 | 76 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 76 |
| Ontario | 77 | 77 | 78 | 78 | 78 | 78 | 80 | 79 | 80 |
| Manitoba | 97 | 97 | 96 | 94 | 94 | 95 | 96 | 96 | 96 |
| Saskatchewan | 73 | 77 | 78 | 78 | 80 | 85 | 89 | 92 | 94 |
| Alberta | 49 | 47 | 44 | 45 | 42 | 42 | 49 | 70 | 49 |
| British Columbia | 94 | 95 | 94 | 86 | 85 | 85 | 85 | 86 | 87 |
| Yukon/ N.W.T. | 102 | 99 | 98 | 98 | 98 | 99 | 98 | 96 | 93 |
| Canada | 80 | 80 | 80 | 78 | 77 | 77 | 78 | 80 | 78 |

Debt ratio = debt/(debt + equity).
Debt: Long-term + short-term loans and notes payable.
Equity: Total of capital, reserves, and surplus.

Source: Statistics Canada Publication 57-202.

## ELECTRICITY SUPPLY COSTS

The unit cost of supplying additional electricity increased rapidly during the period 1974-1982. However, cost increases have moderated significantly since then; adjusted for inflation, the real increases in the cost of electricity have been small. This is expected to be the case for the next several years.

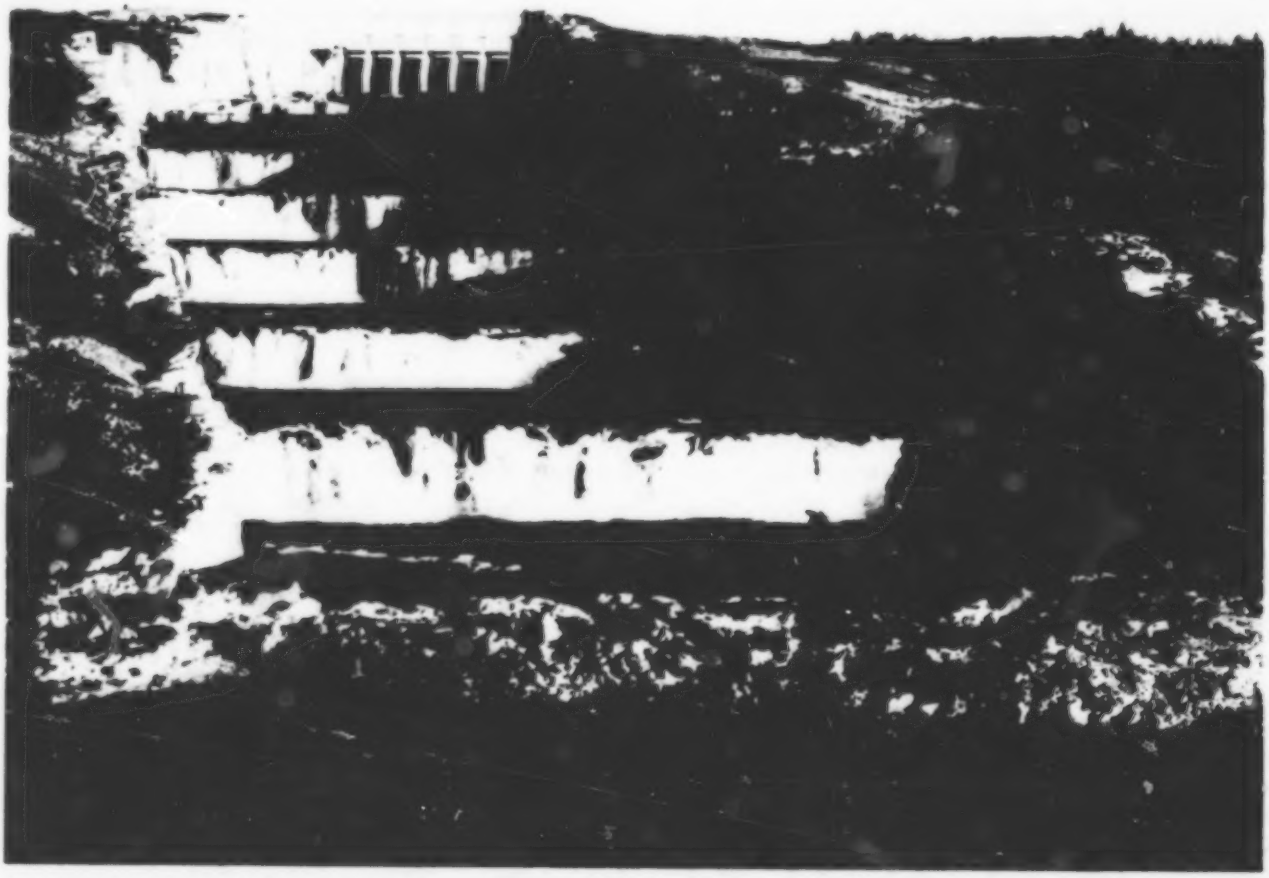
In the 1974-1982 period, there were two basic reasons for the rapid increases in the cost of electrictity: the high rate of inflation, with an average increase of 10 per cent annually; and the increased cost of fossil fuels, with an average annual increase of 16 per cent. High levels of inflation affect the electric utility industry in two ways, by increasing the cost of constructing additional facilities and by increasing the cost of borrowed funds.

The average interest rate on new long-term utility debt for the period 1960-1985 is shown in Figure 11. Interest rates started to rise in 1974, which coincided with the first oil crisis. The increase in interest rates reached a peak of 16.3 per cent in 1981 and 15.9 per cent in 1982, then dropped substantially in 1983 and thereafter. In 1985, interest rates averaged 11.7 per cent; however, an inflation rate of 4 per cent, as measured by the Consumer Price Index (CPI), suggests that the real interest rate was about 7.7 per cent.

The indices of electric utility construction costs, presented in Figure 12, show that increases in both hydro and steam construction costs between 1968 and 1985 have exceeded increases in the CPI. The average increase in construction costs during the period 1973-85 was 8.0 per cent for hydro projects and 8.6 per cent for thermal stations, compared to 7.4 per cent for the CPI. In general, electricity construction costs tend to parallel the CPI.

Increases in fossil-fuel costs since 1969 are summarized in Figure 13. Fuel costs for electricity generation were generally stable until the oil crisis of 1973, after which they began to rise. For Canada as a whole, the fuel cost per kWh generated from fossil fuels increased more than four-fold between 1973 and 1984, from 3.1 mills to 13.3 mills. The increase in the cost of fuel from oil generation was much more dramatic, growing from 7.1 mills to 56.1 mills per kWh during the same period, an average annual increase of 21 per cent. The cost of oil-fired generation peaked at 57.3 mills per kWh in 1983, and then dropped to 56.1 mills in 1984.

The unit cost of fuel generated from coal varies between regions of the country and depends on the type of coal used, its source, and the percentage of total energy supply derived from fossil fuel plants. The unit fuel cost of electricity generated from western coal increased from 1.4 mills per kWh in 1973 to 5.9 mills per kWh in 1984; in comparison, the cost of eastern coal-fired generation was 4.7 mills and 24.9 mills during the corresponding period.



La Grande 2's spillway has a discharge capacity of 15 300 $m^3$/sec, twice the average flow of the St. Lawrence River. Each of the eight flood control gates is 12 metres wide by 20 metres high.

## PRICING

The average revenue from electricity sales for each province is provided in Table 38. Because electricity rates are regulated to cover costs, the average revenue per unit of electricity began to increase significantly in 1975, with the escalation in the cost of electricity generation. The average annual growth in unit revenue for Canada as a whole was 12.1 per cent during the period 1975-1984. The national inflation rate, as measured by the CPI, was 8.6 per cent over the same period, implying a real increase of 3.5 per cent.

Electricity costs increased more rapidly in some regions than others because of differences in generation mix, fuels used, population size, and rates of system expansion to meet increased demands for electricity. These factors account for the differences in electricity rates across the country. Table 39 gives monthly electricity costs for selected Canadian cities. Table 40 details the average annual rate increases for customers in each province since 1976.

Figure 14 illustrates the movement of the electricity, oil, and natural gas components of the CPI, and the movement of the energy price index, as well as the CPI itself. It indicates that the electricity price component increased more slowly than, or equal to, the rate of increase of the CPI for the period 1971-1976. Since 1977, the electricity price index has been consistently greater than the CPI; however, it has increased significantly more slowly than the oil and gas price indices.

Table 38. Average revenue from electricity sales by province

| | 1975 | 1976 | 1977 | 1978 | 1979 | 1980 | 1981 | 1982 | 1983 | 1984 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | (current cents/kWh) | | | | | | | | | |
| Nfld. | 1.4 | 1.4 | 1.7 | 2.0 | 2.2 | 2.3 | 2.8 | 3.6 | 3.7 | 3.8 |
| P.E.I. | 4.1 | 5.1 | 5.9 | 6.4 | 7.2 | 8.1 | 10.0 | 12.0 | 12.4 | 12.8 |
| N.S. | 2.5 | 2.8 | 3.9 | 4.4 | 4.6 | 4.5 | 4.9 | 5.9 | 6.9 | 7.2 |
| N.B. | 1.9 | 2.0 | 2.4 | 3.2 | 3.7 | 4.1 | 4.8 | 5.1 | 5.3 | 5.5 |
| Que. | 1.3 | 1.4 | 1.5 | 1.7 | 2.0 | 2.2 | 2.6 | 3.1 | 3.3 | 3.4 |
| Ont. | 1.6 | 1.8 | 2.3 | 2.4 | 2.6 | 2.9 | 3.2 | 3.6 | 3.9 | 4.4 |
| Man. | 1.4 | 1.7 | 1.9 | 2.3 | 2.7 | 2.8 | 2.8 | 2.9 | 3.0 | 3.4 |
| Sask. | 1.8 | 2.1 | 2.4 | 2.7 | 2.7 | 2.9 | 3.6 | 4.0 | 4.2 | 4.5 |
| Alta. | 2.0 | 2.4 | 2.7 | 3.1 | 3.2 | 3.4 | 4.1 | 4.9 | 5.2 | 5.4 |
| B.C. | 1.6 | 1.8 | 2.1 | 2.2 | 2.4 | 2.6 | 3.0 | 3.8 | 3.8 | 4.5 |
| Yukon | 2.7 | 3.5 | 4.1 | 4.4 | 4.9 | 5.3 | 6.7 | 8.3 | 8.3 | 8.6 |
| N.W.T. | 4.0 | 5.2 | 6.9 | 7.7 | 9.0 | 10.0 | 11.5 | 14.8 | 17.9 | 14.1 |
| Canada | 1.5 | 1.7 | 2.0 | 2.3 | 2.5 | 2.8 | 3.1 | 3.7 | 3.9 | 4.2 |

Source: Statistics Canada Publication 57-202.

Table 39. Monthly electricity costs for selected Canadian cities, January 1985

| Sector<br>Billing Demand (KW)<br>Consumption (KWh) | Residential<br>-<br>1000 | Commercial<br>100<br>25 000 | Industrial<br>1000<br>400 000 |
|---|---|---|---|
| | (dollars) | | |
| St. John's | 74.06 | 1 889.50 | 24 090.62 |
| Charlottetown | 117.60 | 3 419.56 | 44 359.86 |
| Halifax | 65.72 | 2 047.21 | 21 134.61 |
| Moncton | 60.88 | 1 948.12 | 19 480.00 |
| Montreal | 38.90 | 1 334.10 | 15 492.80 |
| Ottawa | 45.36 | 1 184.18 | 16 814.18 |
| Toronto | 50.91 | 1 564.00 | 18 970.00 |
| Winnipeg | 36.44 | 963.25 | 10 940.77 |
| Regina | 47.26 | 1 497.20 | 19 009.70 |
| Calgary | 50.48 | 1 469.71 | 16 949.39 |
| Edmonton | 48.30 | 1 458.40 | 18 644.52 |
| Vancouver | 51.41 | 1 284.37 | 15 462.10 |
| Whitehorse | 69.30 | 2 205.00 | - |
| Yellowknife | 95.00 | 3 255.50 | 48 605.00 |

Source: Statistics Canada Publication 57-203.

Table 40. Average annual rate increases, 1976-1985

| Utility | Rate Changes (%): Average of all Customer Classes | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1976 | 1977 | 1978 | 1979 | 1980 | 1981 | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 |
| Newfoundland Hydro | 14.0 | 8.4 | 25.0 | - | 19.0 | 15.8 | - | 18.2 | - | - |
| Newfoundland Light & Power | 13.4 | 9.8 | 21.2 | 12.4 | 11.8 | 14.6 | - | 12.0 | - | - |
| Maritime Electric | (8.0) | 17.0 | 13.0 | - | 13.1 | 21.4 | -** | -** | -** | 3.7 |
| Nova Scotia Power | - | 43.0 | 14.0 | 12.5 | -(2) | - | - | 36.6 | - | - |
| New Brunswick Power | 12.0 | 16.6 | 9.9 | 7.9 | 7.8 | 9.8 | - | 8.8 | 6.2 | 4.6 |
| Hydro-Québec | 10.3 | 9.9 | 18.7 | 13.7 | 13.3 | 10.6 | 16.3 | 7.3 | 4.0 | 4.0 |
| Ontario Hydro | 14.9 | 25.6 | 5.7 | 7.7 | 7.3 | 10.0 | 10.0 | 8.2 | 7.5 | 8.6 |
| Manitoba Hydro | 16.6 | 15.0 | 14.9 | 14.4 | -(1) | - | - | 9.5 | 7.9 | 5.0 |
| Saskatchewan Power | 13.0 | 17.0 | 3.3 | 8.3 | 7.9 | 16.1 | - | 12.6 | 9.2 | - |
| Edmonton Power | 10.1 | 6.0 | 8.1 | - | 26.0 | 12.0 | 13.2 | 8.0 | 5.0 | 6.7 |
| TransAlta Utilities | 25.8 | 14.7 | 15.6 | 7.5 | - | 13.0 | 4.0 | 15.0 | - | 1.7 |
| Alberta Power | 11.4 | 20.2 | - | - | 12.3 | 28.9 | -11.6* | - | - | -4.3 |
| B.C. Hydro | 14.2 | 12.1 | 13.4 | 5.5 | 7.6 | 2.6 | 20.0* | 6.0 | 6.5 | 3.8 |

(1) The provincial government froze rates from 1979 until 1983.
(2) The provincial government froze rates in 1980.
* Based on residential category. (Alberta Power's reduction in rates is a result of Alberta Electric Energy Marketing Agency rebate.)
** Does not reflect monthly changes to the cost of commodity and fuel adjustment charges.

Source: Energy, Mines and Resources Canada.

Figure 11

## Average Interest Rate on Public Utility New Long-Term Debt

*1960-1985*

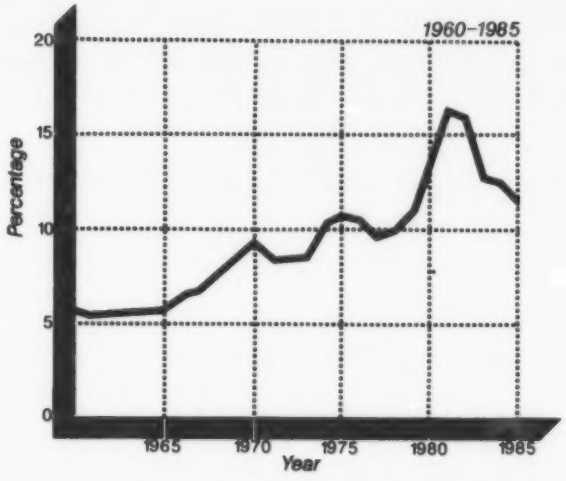



Figure 12

## Price Trends in Utility Construction

*Base Year 1971*

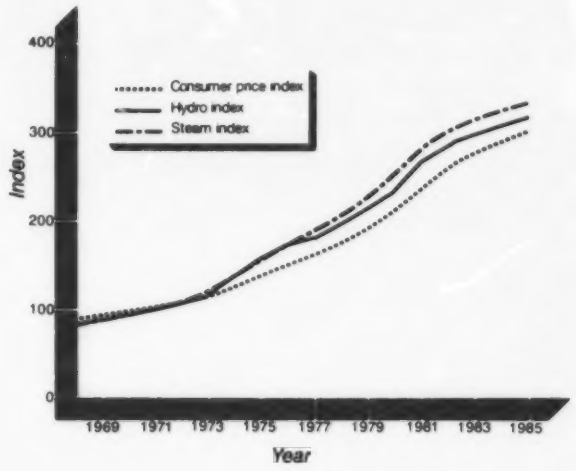



Figure 13

## Unit Cost of Fossil Fuel for Electricity Production

*1969-1984*

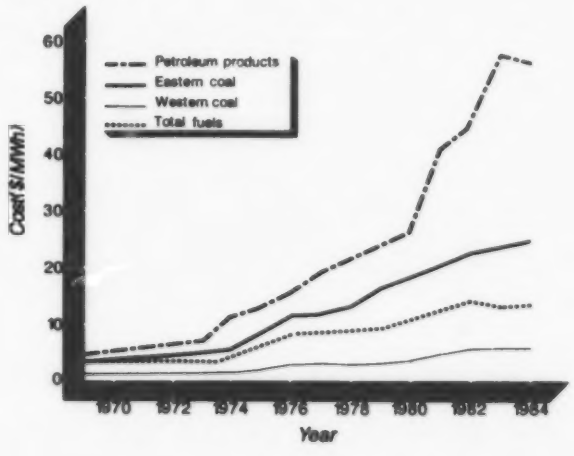
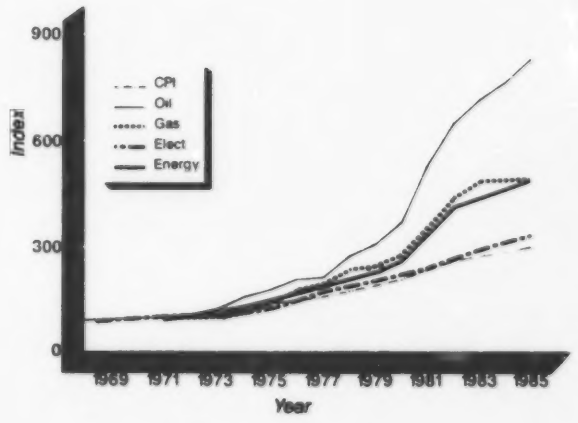



Figure 14

## Price Indices

*1971-1985*



# *Appendix*

Table A1. Installed capacity and electrical energy consumption in Canada, 1920-1985

Table A2. Installed and proposed generating capacity, 1985

Table A3. Conventional thermal capacity by principal fuel type. Preliminary figures as of December 31, 1985

Table A4. Electrical energy production by principal fuel type

Table A5. Provincial electricity imports and exports

Table A6. Generation capacity by type

Table A7. Installed generating capacity expansion in Canada by station. Major 1985 additions and 1986-2005 projections

Electrical Energy Consumption in Canada, 1920-1985

| Year | Installed Capacity: Thermal: Conventional | Installed Capacity: Thermal: Nuclear | Installed Capacity: Thermal: Sub-Total | Installed Capacity: Hydro | Installed Capacity: Total | Electrical Energy Consumption | Average Demand | Peak Demand | Reserve Margin | | Load Factor |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | (MW) | | | | | (GWh) (a) | (MW) (b) | (MW) (c) | (MW) (d) | ($) | ($) (e) |
| 1920 | 300 | - | 300 | 1 700 | 2 000 | - | - | - | - | - | - |
| 1930 | 400 | - | 400 | 4 300 | 4 700 | 19 468 | 2 222 | - | - | - | - |
| 1940 | 500 | - | 500 | 6 200 | 6 700 | 33 062 | 3 774 | - | - | - | - |
| 1950 | 900 | - | 900 | 8 900 | 9 800 | 55 037 | 6 283 | - | - | - | - |
| 1955 | 2 100 | - | 2 100 | 12 600 | 14 700 | 81 000 | 9 247 | 12 536 | 2 164 | 17 | 74 |
| 1960 | 4 392 | - | 4 392 | 18 657 | 23 049 | 109 302 | 12 477 | 17 264 | 5 785 | 34 | 72 |
| 1961 | 5 072 | - | 5 072 | 19 019 | 24 091 | 110 950 | 12 666 | 18 353 | 5 738 | 31 | 69 |
| 1962 | 5 609 | 20 | 5 629 | 19 338 | 24 967 | 116 135 | 13 257 | 18 937 | 6 030 | 32 | 70 |
| 1963 | 6 180 | 20 | 6 200 | 20 101 | 26 301 | 121 510 | 13 871 | 20 783 | 5 518 | 27 | 67 |
| 1964 | 6 694 | 20 | 6 714 | 20 313 | 27 027 | 133 949 | 15 291 | 22 516 | 4 511 | 20 | 68 |
| 1965 | 7 557 | 20 | 7 577 | 21 771 | 29 348 | 144 165 | 16 457 | 24 167 | 5 181 | 21 | 68 |
| 1966 | 8 307 | 20 | 8 327 | 22 438 | 30 765 | 156 956 | 17 917 | 25 921 | 4 844 | 19 | 69 |
| 1967 | 9 373 | 240 | 9 613 | 23 353 | 32 966 | 165 812 | 18 928 | 27 812 | 5 154 | 19 | 68 |
| 1968 | 10 711 | 240 | 10 951 | 24 957 | 35 908 | 176 841 | 20 187 | 30 300 | 5 608 | 19 | 67 |
| 1969 | 12 321 | 240 | 12 561 | 27 031 | 39 592 | 189 522 | 21 635 | 32 092 | 7 500 | 23 | 67 |
| 1970 | 14 287 | 240 | 14 527 | 28 298 | 42 826 | 202 337 | 23 098 | 34 592 | 8 234 | 24 | 67 |
| 1971 | 14 504 | 1 570 | 16 075 | 30 601 | 46 676 | 212 882 | 24 302 | 35 720 | 10 956 | 31 | 68 |
| 1972 | 15 318 | 2 126 | 17 444 | 32 500 | 49 944 | 231 557 | 26 433 | 38 921 | 11 023 | 28 | 68 |
| 1973 | 17 711 | 2 400 | 20 111 | 34 266 | 54 376 | 249 298 | 28 459 | 42 699 | 11 677 | 27 | 67 |
| 1974 | 18 085 | 2 666 | 20 751 | 36 779 | 57 530 | 266 956 | 30 747 | 42 528 | 15 002 | 35 | 72 |
| 1975 | 21 404 | 2 666 | 24 070 | 37 282 | 61 352 | 265 955 | 30 360 | 46 187 | 15 165 | 33 | 66 |
| 1976 | 23 039 | 3 466 | 26 505 | 39 488 | 65 993 | 284 829 | 32 515 | 49 537 | 16 456 | 33 | 66 |
| 1977 | 24 699 | 5 066 | 29 765 | 40 810 | 70 575 | 299 673 | 34 209 | 52 001 | 18 574 | 36 | 66 |
| 1978 | 26 154 | 5 866 | 32 020 | 41 898 | 73 918 | 316 435 | 36 123 | 54 106 | 19 812 | 37 | 67 |
| 1979 | 27 353 | 5 866 | 33 219 | 44 009 | 77 228 | 323 465 | 36 925 | 55 699 | 21 529 | 39 | 66 |
| 1980 | 27 853 | 5 866 | 33 719 | 47 919 | 81 638 | 340 069 | 38 821 | 59 170 | 22 464 | 38 | 66 |
| 1981 | 28 493 | 5 600 | 34 093 | 49 216 | 83 308 | 346 333 | 39 536 | 59 237 | 24 071 | 41 | 67 |
| 1982 | 28 957 | 6 547 | 35 504 | 50 007 | 85 511 | 345 115 | 39 397 | 62 417 | 23 094 | 37 | 63 |
| 1983 | 30 447 | 7 771 | 38 218 | 51 274 | 89 492 | 359 838 | 41 077 | 66 866 | 22 626 | 34 | 61 |
| 1984r | 30 427 | 9 813 | 40 240 | 54 949 | 95 189 | 385 516 | 44 009 | 67 325 | 27 864 | 41 | 65 |
| 1985p | 30 493 | 11 159 | 41 652 | 56 295 | 97 947 | 406 089 | 46 357 | 72 367 | 25 580 | 35 | 64 |

(a) 1920-55: Figures are approximate, computed using actual Statistics Canada data for stations generating energy for sale to which have been added estimates for stations generating entirely for own use. 1920-55: Canadian Energy Prospects (Royal Commission on Canada's Economic Prospects) John Davis, 1957. 1956-81, Statistics Canada Publication. 57-202.

(b) Average Demand = Energy Consumption ÷ 8 760 (hrs/yr).

(c) Statistics Canada Publication 57-204.

(d) Reserve margin = $\frac{\text{(Installed capacity - Peak demand)}}{\text{Peak demand}}$

(e) Load Factor = Average demand ÷ Peak demand.

p Preliminary figures. r Revised figures.

Table A2. Installed and proposed generating capacity, 1985 (MW)

| | Hydro | Nuclear | Conventional Thermal* | Total | % of Canadian Total |
|---|---|---|---|---|---|
| Newfoundland | 6 340 | - | 756 | 7 096 | 7.24 |
| Prince Edward Island | - | - | 122 | 122 | .12 |
| Nova Scotia | 366 | - | 1 849 | 2 215 | 2.26 |
| New Brunswick | 903 | 680 | 1 896 | 3 479 | 3.55 |
| Quebec | 25 467 | 951 | 1 110 | 27 528 | 28.10 |
| Ontario | 7 130 | 9 528 | 13 843 | 30 501 | 31.14 |
| Manitoba | 3 641 | - | 500 | 4 141 | 4.23 |
| Saskatchewan | 743 | - | 2 083 | 2 826 | 2.89 |
| Alberta | 734 | - | 6 486 | 7 220 | 7.37 |
| British Columbia | 10 840 | - | 1 664 | 12 504 | 12.77 |
| Yukon | 82 | - | 41 | 123 | .13 |
| Northwest Territories | 49 | - | 143 | 192 | .20 |
| Canada Total | | | | | |
| At December 31, 1985 | 56 295 | 11 159 | 30 493 | 97 947 | 100.00 |
| Percent of Total | 57.47 | 11.39 | 31.13 | 100.00 | |
| Net Additions | | | | | |
| During 1985 | 1 345 | 1 346 | 68 | 2 759 | |
| Planned Additions 1986 | 674 | 1 346 | 473 | 2 493 | |

* Details provided in Table A3. Conventional thermal includes steam, gas turbine, internal combustion.

Source: Energy, Mines and Resources - Utility Questionnaire.

Table A3. Conventional thermal capacity by principal fuel type. Preliminary figures as of December 31, 1985 (MW)

| | Steam | | | | | Gas Turbine | | | Internal Combustion | | | All Conventional Thermal | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Coal | Oil | Gas | Other* | Total | Oil | Gas | Total | Oil | Gas | Total | Coal | Oil | Gas | Other* | Total |
| Nfld. | - | 505 | - | - | 505 | 170 | - | 170 | 81 | - | 81 | - | 756 | - | - | 756 |
| PEI | - | 71 | - | - | 71 | 41 | - | 41 | 11 | - | 11 | - | 123 | - | - | 123 |
| NS | 875 | 793 | - | - | 1 668 | 180 | - | 180 | 1 | - | 1 | 875 | 974 | - | - | 1 849 |
| NB | 285 | 1 561 | - | 22 | 1 868 | 23 | - | 23 | 5 | - | 5 | 285 | 1 589 | - | 22 | 1 896 |
| Que. | - | 628 | - | 10 | 638 | 363 | - | 363 | 109 | - | 109 | - | 1 100 | - | 10 | 1 110 |
| Ont. | 9 356 | 2 295 | 1 365 | 90 | 13 106 | 547 | 181 | 728 | 4 | 6 | 10 | 9 356 | 2 846 | 1 552 | 90 | 13 844 |
| Man. | 419 | - | 4 | 23 | 446 | 24 | - | 24 | 30 | - | 30 | 419 | 54 | 4 | 23 | 500 |
| Sask. | 1 772 | - | 106 | 43 | 1 921 | - | 155 | 155 | 6 | - | 6 | 1 772 | 6 | 261 | 43 | 2 082 |
| Alta. | 4 479 | 66 | 1 264 | 107 | 5 916 | - | 524 | 524 | 17 | 29 | 46 | 4 479 | 83 | 1 817 | 107 | 6 486 |
| BC | - | 124 | 1 038 | 251 | 1 413 | 100 | 54 | 154 | 78 | 18 | 96 | - | 302 | 1 110 | 251 | 1 663 |
| Yukon | - | - | - | - | - | - | - | - | 41 | - | 41 | - | 41 | - | - | 41 |
| NWT | - | - | - | - | - | - | - | - | 143 | - | 143 | - | 143 | - | - | 143 |
| Canada | 17 186 | 6 043 | 3 777 | 546 | 27 552 | 1 448 | 914 | 2 362 | 526 | 53 | 579 | 17 186 | 8 017 | 4 744 | 546 | 30 493 |

* Mainly wood wastes and black liquor.
Numbers may not add up because of rounding off.

Table A4. Electrical energy production by principal fuel type (GWh)

| | Conventional Thermal* | | | | | | | % of Total | % Generated By | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Coal | Oil | Gas | Total | Nuclear | Hydro | Total | Generation | Utilities | Industry |
| Newfoundland | 0 | 1 754 | 0 | 1 754 | 0 | 39 633 | 41 387 | 9.27 | 99.00 | 1.00 |
| Prince Edward Island | 0 | 2 | 0 | 2 | 0 | 0 | 2 | .00 | 100.00 | .00 |
| Nova Scotia | 5 947 | 661 | 0 | 6 608 | 0 | 903 | 7 511 | 1.68 | 94.92 | 5.08 |
| New Brunswick | 1 457 | 2 280 | 0 | 3 737 | 5 427 | 2 258 | 11 422 | 2.56 | 94.54 | 5.46 |
| Quebec | 0 | 150 | 0 | 150 | 3 209 | 133 368 | 136 727 | 30.63 | 87.07 | 12.93 |
| Ontario | 31 973 | 13 | 0 | 31 986 | 48 459 | 41 216 | 121 661 | 27.25 | 96.85 | 3.15 |
| Manitoba | 320 | 61 | 0 | 381 | 0 | 22 361 | 22 742 | 5.09 | 99.72 | .28 |
| Saskatchewan | 9 584 | 9 | 282 | 9 875 | 0 | 1 941 | 11 816 | 2.65 | 97.02 | 2.98 |
| Alberta | 30 179 | 9 | 1 673 | 31 861 | 0 | 1 392 | 33 253 | 7.45 | 91.58 | 8.42 |
| British Columbia | 0 | 2 022 | 0 | 2 022 | 0 | 57 104 | 59 126 | 13.24 | 80.38 | 19.62 |
| Yukon/NWT | 0 | 205 | 0 | 205 | 0 | 561 | 766 | .17 | 96.47 | 3.53 |
| Canada | 79 460 | 7 166 | 1 955 | 88 581 | 57 095 | 300 737 | 446 413 | 100.00 | 94.32 | 5.68 |

* Estimated values.

Source: Statistics Canada
Energy, Mines and Resources Canada - Utility Questionnaire.

Table A5. Provincial electricity imports and exports (GWh)

| Province | Year | Interprovincial Trade | | | International Trade | | | Total Net Exports |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Exports | Imports | Net Exports | Exports | Imports | Net Exports | |
| Newfoundland | 1985 | 31 837 | - | 31 837 | - | - | - | 31 837 |
| | 1984r | 36 043 | - | 36 043 | - | - | - | 36 043 |
| | 1983 | 31 234 | - | 31 234 | - | - | - | 31 234 |
| Prince Edward Island | 1985 | - | 575 | -575 | - | - | - | -575 |
| | 1984r | - | 539 | -539 | - | - | - | -539 |
| | 1983 | - | 519 | -519 | - | - | - | -519 |
| Nova Scotia | 1985 | 199 | 350 | -151 | - | - | - | -151 |
| | 1984r | 282 | 301 | -19 | - | - | - | -19 |
| | 1983 | 121 | 723 | -602 | - | - | - | -602 |
| New Brunswick | 1985 | 927 | 6 026 | -5 099 | 6 093 | 12 | 6 081 | 982 |
| | 1984r | 841 | 4 588 | -3 747 | 5 657 | 17 | 5 640 | 1 893 |
| | 1983 | 1 245 | 4 112 | -2 867 | 5 265 | 24 | 5 241 | 2 374 |
| Quebec | 1985 | 14 491 | 31 878 | -17 387 | 9 581 | 3 | 9 578 | -7 809 |
| | 1984r | 11 668 | 36 105 | -24 437 | 11 250 | 8 | 11 242 | -13 195 |
| | 1983 | 9 371 | 31 290 | -21 919 | 10 128 | 8 | 10 120 | -11 799 |
| Ontario | 1985 | 44 | 9 632 | -9 588 | 10 563 | 1 701 | 8 862 | -726 |
| | 1984r | 64 | 8 302 | -8 238 | 11 370 | 913 | 10 457 | 2 219 |
| | 1983 | 59 | 6 336 | -6 277 | 12 207 | 369 | 11 838 | 5 561 |
| Manitoba | 1985 | 2 524 | 1 238 | 1 286 | 5 660 | 45 | 5 615 | 6 901 |
| | 1984r | 2 565 | 1 301 | 1 264 | 5 057 | 43 | 5 014 | 6 278 |
| | 1983 | 2 555 | 1 213 | 1 342 | 5 994 | 19 | 5 975 | 7 317 |

.../2

Table A5. Provincial electricity imports and exports (GWh) (Continued)

| Province | Year | Interprovincial Trade | | | International Trade | | | Total Net Exports |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Exports | Imports | Net Exports | Exports | Imports | Net Exports | |
| Saskatchewan | 1985 | 1 236 | 1 556 | -320 | 163 | 93 | 70 | -250 |
| | 1984r | 1 302 | 1 625 | -323 | 86 | 66 | 20 | -303 |
| | 1983 | 1 210 | 1 601 | -391 | 81 | 84 | -3 | -394 |
| Alberta | 1985 | 243 | 278 | -35 | - | 2 | -2 | -37 |
| | 1984r | 262 | 302 | -40 | - | 2 | -2 | -42 |
| | 1983 | 198 | 346 | -148 | - | 2 | -2 | -150 |
| British Columbia | 1985 | 275 | 243 | 32 | 10 956 | 837 | 10 119 | 10 151 |
| | 1984r | 298 | 262 | 36 | 8 015 | 1 294 | 6 721 | 6 757 |
| | 1983 | 341 | 196 | 145 | 4 633 | 2 251 | 2 382 | 2 527 |
| Yukon | 1985 | - | - | - | - | - | - | - |
| | 1984r | - | - | - | - | - | - | - |
| | 1983 | - | - | - | - | - | - | - |
| Northwest Territories | 1985 | - | - | - | - | - | - | - |
| | 1984r | - | - | - | - | - | - | - |
| | 1983 | - | - | - | - | - | - | - |
| Canada | 1985 | - | - | - | 43 016 | 2 693* | 40 323 | 40 323 |
| | 1984r | - | - | - | 41 436 | 2 343* | 39 093 | 39 093 |
| | 1983 | - | - | - | 38 308 | 2 757* | 35 551 | 35 551 |

r Revised.
* Includes exchanges.

Source: Statistics Canada.

Table A6. Generation capacity by type (MW)

| | Steam | Gas Turbine | Internal Combustion | Nuclear | Total Thermal | Hydro | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| NEWFOUNDLAND | | | | | | | |
| Total end 1984 | 504.60 | 170.39 | 81.07 | - | 756.06 | 6 212.70 | 6 968.76 |
| Additions 1985 | - | - | - | - | - | 127.31 | 127.31 |
| Total end 1985 | 504.60 | 170.39 | 81.07 | - | 756.06 | 6 340.01 | 7 096.07 |
| Additions proposed | | | | | | | |
| 1986 | - | - | - | - | - | .51 | .51 |
| 1989 | - | - | - | - | - | 5.00 | 5.00 |
| Total end 1986 | 504.60 | 170.39 | 81.07 | - | 756.06 | 6 345.52 | 7 101.58 |
| PRINCE EDWARD ISLAND | | | | | | | |
| Total end 1984 | 70.50 | 40.85 | 11.14 | - | 122.49 | - | 122.49 |
| Additions 1985 | - | - | - | - | - | - | - |
| Total end 1985 | 70.50 | 40.85 | 11.14 | - | 122.49 | - | 122.49 |
| NOVA SCOTIA | | | | | | | |
| Total end 1984 | 1 783.09 | 205.00 | 0.60 | - | 1 988.69 | 366.40 | 2 355.09 |
| Additions 1985 | -114.51 | -24.99 | - | - | -139.50 | - | -139.50 |
| Total end 1985 | 1 668.58 | 180.01 | 0.60 | - | 1 849.19 | 366.40 | 2 215.59 |
| Additions proposed | | | | | | | |
| 1991 | 300.00 | - | - | - | 300.00 | - | 300.00 |
| 1995 | 300.00 | - | - | - | 300.00 | - | 300.00 |
| 1996 | 300.00 | - | - | - | 300.00 | - | 300.00 |
| 1988 | 300.00 | - | - | - | 300.00 | - | 300.00 |
| 2000 | 300.00 | - | - | - | 300.00 | - | 300.00 |
| 2002 | 300.00 | - | - | - | 300.00 | - | 300.00 |
| 2003 | 300.00 | - | - | - | 300.00 | - | 300.00 |
| 2005 | 300.00 | - | - | - | 300.00 | - | 300.00 |
| Total end 2005 | 4 068.58 | 180.01 | 0.60 | - | 4 249.19 | 366.40 | 4 615.59 |

.../2

Table A6. Generation capacity by type (MW) (Continued)

| | Steam | Gas Turbine | Internal Combustion | Nuclear | Total Thermal | Hydro | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| NEW BRUNSWICK | | | | | | | |
| Total end 1984 | 1 868.08 | 23.38 | 4.84 | 680.00 | 2 576.30 | 903.03 | 3 479.33 |
| Additions 1985 | - | - | - | - | - | - | - |
| Total end 1985 | 1 868.08 | 23.38 | 4.84 | 680.00 | 2 576.30 | 903.03 | 3 479.33 |
| Additions proposed | | | | | | | |
| 1992 | 200.00 | - | - | - | 200.00 | - | 200.00 |
| 1996 | 335.00 | - | - | - | 335.00 | - | 335.00 |
| Total end 1996 | 2 403.08 | 23.38 | 4.84 | 680.00 | 3 111.30 | 903.03 | 4 014.33 |
| QUEBEC | | | | | | | |
| Total End 1984 | 637.75 | 362.88 | 108.85 | 951.40 | 2 060.88 | 24 877.52 | 26 938.40 |
| Additions 1985 | - | - | - | - | 0.0 | 589.00 | 589.00 |
| Total End 1985 | 637.75 | 362.88 | 108.85 | 951.40 | 2 060.88 | 25 466.52 | 27 527.40 |
| Additions Proposed | | | | | | | |
| 1986 | - | - | - | - | .00 | 589.00 | 589.00 |
| 1987 | - | - | - | - | .00 | - | .00 |
| 1988 | - | - | - | - | .00 | 21.60 | 21.60 |
| 1989 | - | - | - | - | .00 | 980.00 | 980.00 |
| 1990 | - | - | - | - | .00 | - | .00 |
| 1991 | - | - | - | - | .00 | - | .00 |
| 1992 | - | - | - | - | .00 | 950.00 | 950.00 |
| 1993 | - | - | - | - | .00 | 950.00 | 950.00 |
| 1994 | - | - | - | - | .00 | - | .00 |
| 1995 | - | 700.00 | - | - | 700.00 | - | 700.00 |
| 1996 | - | 700.00 | - | - | 700.00 | - | 700.00 |
| 1997 | - | 100.00 | - | - | 100.00 | 684.00 | 784.00 |
| 1998 | - | 100.00 | - | - | 100.00 | 684.00 | 784.00 |
| 1999 | - | 700.00 | - | - | 700.00 | - | 700.00 |
| Total End 1999 | 637.75 | 2 662.88 | 108.85 | 951.40 | 4 360.88 | 30 325.12 | 34 686.00 |

.../3

Table A6. Generation capacity by type (MW) (Continued)

| | Steam | Gas Turbine | Internal Combustion | Nuclear | Total Thermal | Hydro | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ONTARIO | | | | | | | |
| Total end 1984 | 12 899.80 | 728.09 | 9.52 | 8 182.00 | 21 819.41 | 7 129.95 | 28 949.36 |
| Additions 1985 | 206.00 | - | - | 1 346.00 | 1 552.00 | - | 1 552.00 |
| Total end 1985 | 13 105.80 | 728.09 | 9.52 | 9 528.00 | 23 371.41 | 7 129.95 | 30 501.36 |
| Additions proposed | | | | | | | |
| 1986 | - | 104.00 | - | 1 346.00 | 1 450.00 | - | 1 450.00 |
| 1987 | - | - | - | 830.00 | 830.00 | - | 830.00 |
| 1988 | - | - | - | 881.00 | 881.00 | 7.50 | 888.50 |
| 1989 | - | - | - | 881.00 | 881.00 | 20.50 | 901.50 |
| 1990 | - | - | - | - | - | 15.00 | 15.00 |
| 1991 | - | - | - | 881.00 | 881.00 | - | 881.00 |
| 1992 | - | - | - | 881.00 | 881.00 | - | 881.00 |
| Total end 1992 | 13 105.80 | 832.09 | 9.52 | 15 228.00 | 29 175.41 | 7 172.95 | 36 348.36 |
| MANITOBA | | | | | | | |
| Total end 1984 | 445.80 | 23.80 | 30.48 | - | 500.08 | 3 641.10 | 4 141.18 |
| Additions 1985 | - | - | - | - | - | - | - |
| Total end 1985 | 445.80 | 23.80 | 30.48 | - | 500.08 | 3 641.10 | 4 141.18 |
| Additions proposed | | | | | | | |
| 1990 | - | - | - | - | - | 256.00 | 256.00 |
| 1991 | - | - | - | - | - | 640.00 | 640.00 |
| 1992 | - | - | - | - | - | 384.00 | 384.00 |
| 1997 | - | - | - | - | - | 130.00 | 130.00 |
| 1998 | - | - | - | - | - | 520.00 | 520.00 |
| 1999 | - | - | - | - | - | 650.00 | 650.00 |
| Total end 1999 | 445.80 | 23.80 | 30.48 | - | 500.08 | 6 221.10 | 6 721.18 |

.../4

Table A6. Generation capacity by type (MW) (Continued)

| | Steam | Gas Turbine | Internal Combustion | Nuclear | Total Thermal | Hydro | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| SASKATCHEWAN | | | | | | | |
| Total end 1984 | 1 921.76 | 154.92 | 6.10 | - | 2 082.78 | 575.50 | 2 658.28 |
| Additions 1985 | - | - | - | - | - | 168.00 | 168.00 |
| Total end 1985 | 1 921.76 | 154.92 | 6.10 | - | 2 082.78 | 743.50 | 2 826.28 |
| Additions proposed | | | | | | | |
| 1986 | - | - | - | - | - | 84.00 | 84.00 |
| Total end 1986 | 1 921.76 | 154.92 | 6.10 | - | 2 082.78 | 827.50 | 2 910.28 |
| ALBERTA | | | | | | | |
| Total end 1984 | 5 915.72 | 524.10 | 46.28 | - | 6 486.10 | 733.70 | 7 219.80 |
| Additions 1985 | - | - | - | - | - | - | - |
| Total end 1985 | 5 915.72 | 524.10 | 46.28 | - | 6 486.10 | 733.70 | 7 219.80 |
| Additions proposed | | | | | | | |
| 1986 | 380.00 | - | - | - | 380.00 | - | 380.00 |
| 1989 | 400.00 | - | - | - | 400.00 | - | 400.00 |
| 1990 | 380.00 | - | - | - | 380.00 | - | 380.00 |
| 1991 | 400.00 | - | - | - | 400.00 | - | 400.00 |
| 1993 | - | 200.00 | - | - | 200.00 | - | 200.00 |
| 1994 | - | 300.00 | - | - | 300.00 | - | 300.00 |
| 1995 | 360.00 | - | - | - | 360.00 | - | 360.00 |
| 1996 | - | - | - | - | - | 759.00 | 759.00 |
| 1997 | 360.00 | - | - | - | 360.00 | 906.00 | 1 266.00 |
| 1998 | - | - | - | - | - | 151.00 | 151.00 |
| 1999 | 360.00 | - | - | - | 360.00 | - | 360.00 |
| 2000 | 360.00 | 200.00 | - | - | 560.00 | - | 560.00 |
| 2001 | 360.00 | - | - | - | 360.00 | - | 360.00 |
| 2002 | - | - | - | - | - | - | - |
| 2003 | 1 080.00 | 400.00 | - | - | 1 480.00 | - | 1 480.00 |
| 2004 | - | 100.00 | - | - | 100.00 | - | 100.00 |
| 2005 | 360.00 | - | - | - | 360.00 | - | 360.00 |
| Total end 2005 | 10 715.72 | 1 724.10 | 46.28 | - | 12 486.10 | 2 549.70 | 15 035.80 |

.../5

Table A6. Generation capacity by type (MW) (Continued)

| | Steam | Gas Turbine | Internal Combustion | Nuclear | Total Thermal | Hydro | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| BRITISH COLUMBIA | | | | | | | |
| Total end 1984 | 1 414.42 | 153.70 | 95.93 | - | 1 664.05 | 10 378.79 | 12 042.84 |
| Additions 1985 | - | - | - | - | - | 460.75 | 460.75 |
| Total end 1985 | 1 414.42 | 153.70 | 95.93 | - | 1 664.05 | 10 839.54 | 12 503.59 |
| Additions proposed | | | | | | | |
| 1997 | - | - | - | - | - | 160.00 | 160.00 |
| 1998 | - | - | - | - | - | 80.00 | 80.00 |
| 2000 | - | - | - | - | - | 300.00 | 300.00 |
| 2001 | - | - | - | - | - | 600.00 | 600.00 |
| 2002 | - | - | - | - | - | 110.00 | 110.00 |
| 2003 | - | - | - | - | - | 110.00 | 110.00 |
| 2004 | - | - | - | - | - | 55.00 | 55.00 |
| Total end 2004 | 1 414.42 | 153.70 | 95.93 | - | 1 664.05 | 12 254.54 | 13 918.59 |
| YUKON and N.W.T. | | | | | | | |
| Total end 1984 | - | - | 182.52 | - | 182.52 | 130.70 | 313.22 |
| Additions 1985 | - | - | 1.50 | - | 1.50 | - | 1.50 |
| Total end 1985 | - | - | 184.02 | - | 184.02 | 130.70 | 314.72 |
| Additions proposed 1986 | - | - | 3.00 | - | - | - | .00 |
| Total end 1986 | - | - | 187.02 | - | 184.02 | 130.70 | 314.72 |

.../6

Table A6. Generation capacity by type (MW) (Continued)

| | Steam | Gas Turbine | Internal Combustion | Nuclear | Total Thermal | Hydro | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| CANADA | | | | | | | |
| Total End 1984 | 27 461.52 | 2 387.11 | 577.33 | 9 813.40 | 40 239.36 | 54 949.39 | 95 188.75 |
| Additions 1984 | 91.49 | -24.99 | 1.54 | 1 346.00 | 1 414.04 | 1 345.06 | 2 759.10 |
| Total End 1985 | 27 553.01 | 2 362.12 | 578.87 | 11 159.40 | 41 653.40 | 56 294.45 | 97 947.85 |
| Additions Proposed | | | | | | | |
| 1986 | 380.00 | 104.00 | 3.00 | 1 346.00 | 1 830.00 | 673.51 | 2 503.51 |
| 1987 | .00 | .00 | .00 | 830.00 | 830.00 | .00 | 830.00 |
| 1988 | .00 | .00 | .00 | 881.00 | 881.00 | 29.10 | 910.10 |
| 1989 | 400.00 | .00 | .00 | 881.00 | 1 281.00 | 1 005.50 | 2 286.50 |
| 1990 | 380.00 | .00 | .00 | .00 | 380.00 | 271.00 | 651.00 |
| 1991 | 700.00 | .00 | .00 | 881.00 | 1 581.00 | 640.00 | 2 221.00 |
| 1992 | 200.00 | .00 | .00 | 881.00 | 1 081.00 | 1 334.00 | 2 415.00 |
| 1993 | .00 | 200.00 | .00 | .00 | 200.00 | 950.00 | 1 150.00 |
| 1994 | .00 | 300.00 | .00 | .00 | 300.00 | .00 | 300.00 |
| 1995 | 660.00 | 700.00 | .00 | .00 | 1 360.00 | .00 | 1 360.00 |
| 1996 | 635.00 | 700.00 | .00 | .00 | 1 335.00 | 759.00 | 2 094.00 |
| 1997 | 360.00 | 100.00 | .00 | .00 | 460.00 | 1 880.00 | 2 340.00 |
| 1998 | 300.00 | 100.00 | .00 | .00 | 400.00 | 1 435.00 | 1 835.00 |
| 1999 | 360.00 | 700.00 | .00 | .00 | 1 060.00 | 650.00 | 1 710.00 |
| 2000 | 660.00 | 200.00 | .00 | .00 | 860.00 | 300.00 | 1 160.00 |
| 2001 | 360.00 | .00 | .00 | .00 | 360.00 | 600.00 | 960.00 |
| 2002 | 300.00 | .00 | .00 | .00 | 300.00 | 110.00 | 410.00 |
| 2003 | 1 380.00 | 400.00 | .00 | .00 | 1 780.00 | 110.00 | 1 890.00 |
| 2004 | .00 | 100.00 | .00 | .00 | 100.00 | 55.00 | 155.00 |
| 2005 | 660.00 | .00 | .00 | .00 | 660.00 | .00 | 660.00 |
| Total End 2005 | 35 288.01 | 5 966.12 | 581.87 | 16 859.40 | 58 692.40 | 67 096.56 | 125 788.96 |

Source: Energy, Mines and Resources - Utility Questionnaire.

| Province and Station | Type* | Additions in 1985 (MW) | Year | Additions Proposed (MW) | Status* | Proposed Plant Capacity (MW) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **NEWFOUNDLAND** | | | | | | |
| Unknown location | H | | 1969 | 5.0 | P | 5.00 |
| Cat Arm | H | 127.0 | | | I | 127.00 |
| Petty Harbour | H | | 1986 | 1 x 0.51 | C | 5.51 |
| Tors Cove | H | .25 | | | I | 6.75 |
| Fort Union | H | .06 | | | | .62 |
| **NOVA SCOTIA** | | | | | | |
| Lingan | S(c) | | 1996 | 300 | P | 900.00 |
| Fall River | H | 0.5 | | - | I | 0.50 |
| New Thermal | S(c) | | 1998 | 300 | P | |
| | | | 2000 | 300 | P | |
| | | | 2002 | 300 | P | |
| | | | 2003 | 300 | P | |
| | | | 2005 | 300 | P | 1 500.00 |
| Point Tupper | S(c) | | 1991 | 300 | P | |
| | | | 1995 | 300 | P | |
| **NEW BRUNSWICK** | | | | | | |
| New Steam | S(c) | | 1992 | 200 | P | |
| | | | 1996 | 335 | P | 535.00 |
| **QUEBEC** | | | | | | |
| LG-4 | H | 2 x 294.5 | | | I | |
| | | | 1986 | 2 x 294.5 | I* | 2 650.50 |
| Lac Robertson | H | | 1988 | 2 x 10.8 | P | 21.60 |
| Manic 5A | H | | 1989 | 4 x 245.0 | P | 2 272.00 |
| LG-2A | H | | 1992 | 2 x 317 | P | |
| | | | 1992 | 316 | P | |
| | | | 1993 | 316 | P | |
| | | | 1993 | 2 x 317 | P | 7 226.00 |
| LG-1 | H | | 1997 | 6 x 114 | P | |
| | | | 1998 | 6 x 114 | P | 1 368.00 |
| Various locations | GT(o) | | 1995 | 700 | P | |
| | | | 1996 | 700 | P | |
| | | | 1997 | 100 | P | |
| | | | 1998 | 100 | P | |
| | | | 1999 | 700 | P | 2 300.00 |

.../2

Table A7. Installed generating capacity expansion in Canada by station. Major 1985 additions and 1986 - 2005 projections (Continued)

| Province and Station | Type* | Additions in 1985 (MW) | Year | Additions Proposed (MW) | Status* | Proposed Plant Capacity (MW) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| ONTARIO | | | | | | |
| Atikokan | S(C) | 206 | | | I | |
| Bruce B | N | 830 | | | I | |
| | | | 1986 | 830 | C | |
| | | | 1987 | 830 | C | 3 320.00 |
| Darlington | N | | 1988 | 881 | C | |
| | | | 1989 | 881 | C | |
| | | | 1991 | 881 | C | |
| | | | 1992 | 881 | C | |
| | GT | | 1986 | 4 x 26 | P | 3 628.00 |
| Magpie | H | | 1988 | 7.5 | P | |
| | | | 1989 | 7.5 | P | |
| | | | 1989 | 2 x 6.5 | P | |
| | | | 1990 | 2 x 7.5 | P | 43.00 |
| Pickering B | N | 516 | | | I | |
| | | | 1986 | 516 | C | 2 064.00 |
| MANITOBA | | | | | | |
| Limestone | H | | 1990 | 2 x 128 | C | |
| | | | 1991 | 5 x 128 | C | |
| | | | 1992 | 3 x 128 | C | 1 280.00 |
| Wuskwatim | H | | 2012 | 87.5 | P | |
| | | | 2013 | 3 x 87.5 | P | 350.00 |
| Conawapa | H | | 1997 | 130 | P | |
| | | | 1998 | 4 x 130 | P | |
| | | | 1999 | 5 x 130 | P | 1 300.00 |
| SASKATCHEWAN | | | | | | |
| Nipawin | H | 168 | | | I | |
| | | | 1986 | 84 | C | 252.00 |

.../3

Table A7. Installed generating capacity expansion in Canada by station. Major 1985 additions and 1986 - 2005 projections (Continued)

| Province and Station | Type* | Additions in 1985 (MW) | Year | Additions Proposed (MW) | Status* | Proposed Plant Capacity (MW) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| ALBERTA | | | | | | |
| Genesee | S(c) | | 1989 | 400 | C | |
| | | | 1991 | 400 | C | 800.00 |
| Sheerness | S(c) | | 1986 | 380 | C | |
| | | | 1990 | 380 | C | 760.00 |
| Slave River | H | | 1996 | 2 x 153 | P | - |
| | | | 1996 | 3 x 151 | P | - |
| | | | 1997 | 6 x 151 | P | - |
| | | | 1998 | 151 | P | 1 816.00 |
| New Steam | S(c) | | 1995 | 360 | P | - |
| | | | 1997 | 360 | P | - |
| | | | 1999 | 360 | P | |
| | | | 2000 | 360 | P | |
| | | | 2001 | 360 | P | |
| | | | 2003 | 3 x 360 | P | |
| | | | 2005 | 360 | P | |
| | | | | | P | 3 240.00 |
| Peak Gas | GT | | 1993 | 2 x 100 | P | |
| | | | 1994 | 3 x 100 | P | |
| | | | 2000 | 2 x 100 | P | |
| | | | 2003 | 4 x 100 | P | |
| | | | 2004 | 100 | P | 1 200.00 |
| BRITISH COLUMBIA | | | | | | |
| Keenleyside | H | | 1997 | 2 x 80 | P | |
| | | | 1998 | 1 x 80 | P | 240.00 |
| Murphy Creek | H | | 2002 | 2 x 55 | P | |
| | | | 2003 | 2 x 55 | P | 275.00 |
| | | | 2004 | 55 | P | |
| Revelstoke | H | 460.75 | | | I | |
| | | | | | I | 1 843.00 |
| Peace Site C | H | | 2000 | 2 x 150 | P | |
| | | | 2001 | 4 x 150 | P | 900.00 |

.../4

Table A7. Installed generating capacity expansion in Canada by station. Major 1985 additions and 1986 - 2005 projections (Continued)

| Province and Station | Type* | Additions in 1985 (MW) | Year | Additions Proposed (MW) | Status* | Proposed Plant Capacity (MW) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| YUKON | | | | | | |
| Watson Lake | IC | 1.5 | | | I | 5.05 |
| NORTHWEST TERRITORIES | | | | | | |
| Hay River | IC | | 1986 | 3 | P | |

* Legend

| | | | |
|---|---|---|---|
| H | Hydro | IC | Internal combustion |
| S(c) | Steam (coal) | GT | Gas turbine |
| N | Nuclear | I | Installed |
| P | Planned | C | Under construction |
| GT(o) | Gas turbine (oil) | I* | Installed but testing |

Source: Energy, Mines and Resources Canada - Utility Questionnaire.

## DEFINITIONS AND ABBREVIATIONS

**Alternating Current (AC):** A current that flows alternately in one direction and then in the reverse direction. In North America the standard for alternating current is 60 complete cycles each second. Such electricity is said to have a frequency of 60 hertz. Alternating current is used universally in power systems because it can be transmitted and distributed much more economically than direct current.

**Base Load:** The minimum continuous load over a given period of time.

**British Thermal Unit (BTu):** A unit of heat. The quantity of heat required to raise the temperature of one pound of water by one degree Fahrenheit.

**Capacity:** In the electric power industry, capacity has two meanings:

1. System Capacity: The maximum power capability of a system. For example, a utility system might have a rated capacity of 5000 megawatts, or might sell 50 megawatts of capacity (i.e. of power).

2. Equipment Capacity: The maximum power capability of a piece of equipment. For example, a generating unit might have a rated capacity of 50 megawatts.

**Capacity Factor:** For any equipment, the ratio of the average load during some time period to the rated capacity.

**Cogeneration:** A cogenerating system produces electricity and heat in tandem. Such systems have great potential in industry, where a significant requirement for electricity is coupled with a large demand for process steam.

**Consumer Price Index (CPI):** A measure of the percentage change over time in the cost of purchasing a constant "basket" of goods and services. The basket consists of items for which there are continually measurable market prices, so that changes in the cost of the basket are due only to price movements.

**Consumption:** Use of electrical energy, typically measured in kilowatt hours.

**Conventional Generation:** Electricity that is produced at a generating station where the prime movers are driven by gasses or steam produced by burning fossil fuels.

**Current:** The flow of electricity in a conductor. Current is measured in amperes.

**Demand Charge:** The component of a two-part price for electricity which is based on a customer's highest power demand reached in a specified period, usually a month, regardless of the quantity of energy used (e.g. $2.00 per kilowatt per month). The other component of the two-part price is the energy charge.

**Direct Current (DC):** Current that flows continuously in the same direction (as opposed to alternating current). The current supplied from a battery is direct current.

**Economy Energy:** Energy sold by one power system to another, to effect a saving in the cost of generation when the receiving party has adequate capacity to supply the loads from its own system.

**Electrical Energy:** The quantity of electricity delivered over a period of time. The commonly used unit of electrical energy is the kilowatt-hour (kWh).

**Electrical Power:** The rate of delivery of electrical energy and the most frequently used measure of capacity. The basic unit is the kilowatt (kW).

**Energy Charge:** The component of a two-part price for electricity which is based on the amount of energy taken (e.g. 20 mills per kWh). The other component of the price is the demand charge.

**Energy Source:** The primary source that provides the power that is converted to electricity. Energy sources include coal, petroleum and petroleum products, gas, water, uranium, wind, sunlight, geothermal, and other sources.

**Firm Power:** Electric power intended to be available at all times during the period of the agreement for its sale.

**Frequency:** The number of cycles through which an alternating current passes in a second. The North American standard is 60 cycles per second, known as 60 hertz.

**Gigawatt (GW):** One billion watts. (See Watt.)

**Gigawatt hour (GWh):** A unit of bulk energy. A million kilowatt hours. A billion watt hours.

**Grid:** A network of electric power lines and connections.

**Gross Domestic Product (GDP):** The total value of goods and services produced in Canada. GDP measured in constant dollars is defined as Real GDP.

**Gross National Product (GNP):** The total value of production of goods and services measured at market prices.

**Hertz (Hz):** The unit of frequency for alternating current. Formerly called cycles per second. The standard frequency for power supply in North America is 60 Hz.

**Installed Capacity:** The capacity measured at the output terminals of all the generating units in a station, without deducting station service requirements.

**Interruptible Energy:** Energy made available under an agreement that permits curtailment or interruption of delivery at the option of the supplier.

**Joule:** The international unit of energy. The energy produced by a power of one watt flowing for one second. The joule is a very small unit: there are 3.6 million joules in a kilowatt hour.

**Kilovolt (kV):** 1000 volts.

**Kilowatt (kW):** The commercial unit of electric power. 1000 watts. A kilowatt can best be visualized as the total amount of power needed to light ten 100 watt light bulbs.

**Kilowatt hour (kWh):** The commercial unit of electric energy. 1000 watt hours. A kilowatt hour can best be visualized as the amount of electricity consumed by ten 100 watt light bulbs burning for an hour. One kilowatt hour is equal to 3.6 million joules.

**Load:** The amount of electric power or energy consumed by a particular customer or group of customers.

**Load Factor:** The ratio of the average load during a designated period to the peak or maximum load in that same period. (Usually expressed in per cent.)

## DEFINITIONS AND ABBREVIATIONS (Cont'd)

**Megawatt (MW):** A unit of bulk power. 1000 kilowatts.

**Megawatt hour (MWh):** A unit of bulk energy. 1000 kilowatt hours.

**Mill:** 1/1000 of a dollar.

**Net Exports:** Total exports minus total imports.

**Nuclear Power:** Power generated at a station where the steam to drive the turbines is produced by an atomic process, rather than by burning a combustible fuel such as coal, oil, or gas.

**Peak Demand:** The maximum power demand registered by a customer or a group of customers or a system in a stated period of time such as a month or a year. The value may be the maximum instantaneous load or more usually the average load over a designated interval of time, such as one hour, and is normally stated in kilowatts or megawatts.

**Power System:** All the interconnected facilities of an electrical utility. A power system includes all the generation, transmission, distribution, transformation, and protective components necessary to provide service to the customers.

**Primary Energy Source:** The source of primary energy from which electricity is generated. This may be falling water, uranium (by nuclear fission), coal, oil, natural gas, wind, tidal energy, etc.

**Reserve Generating Capacity:** The extra generating capacity required on any power system over and above the expected peak load. Such a reserve is required mainly for two reasons: first, in case of unexpected breakdown of generating equipment; second, in case the actual peak load is higher than forecast.

**Terawatt Hours (TWh):** One billion kilowatt hours.

**Voltage:** The electrical force or potential that causes a current to flow in a circuit (just as pressure causes water to flow in a pipe). Voltage is measured in volts (V) or kilovolts (kV). 1 kV = 1000 V.

**Watt:** The scientific unit of electric power; a rate of doing work at the rate of one joule per second. A typical light bulb is rated 25, 40, 60 or 100 watts, meaning that it consumes that amount of power when illuminated. A horse power is 746 watts.

Energy, Mines and Resources Canada

Hon. Marcel Masse, Minister

# CANADA 1985

# ERRATA

## L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE AU CANADA 1985

Page 28. Paragraphe 1. La dernière phrase qui se lit comme suit : "(Le facteur de charge se définit comme le ratio de la demande moyenne et de la demande de pointe, là où la demande moyenne est égale à la consommation d'énergie/8 700 (heures/an).)"

devrait se lire : "...où la demande moyenne est égale à la consommation d'énergie/8 760 (heures/an).)"

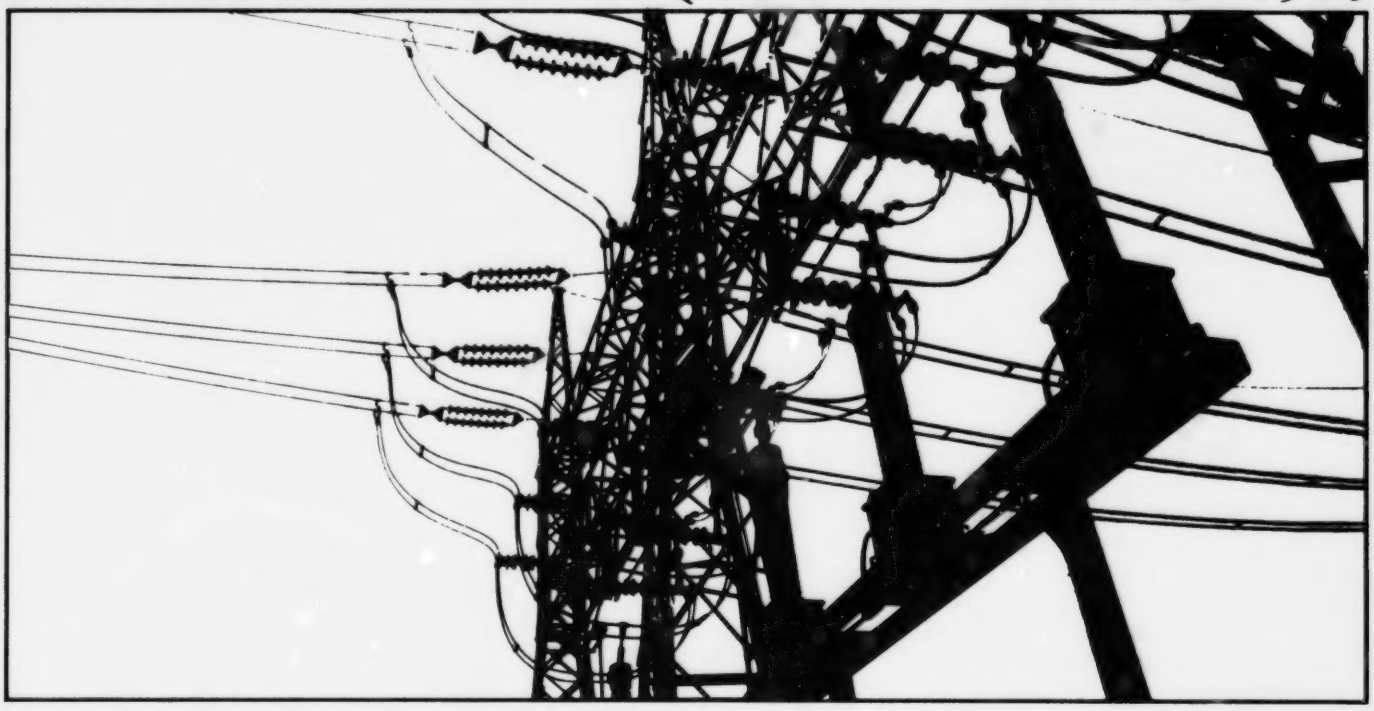
Page 58. Paragraphe 2. La deuxième phrase qui se lit comme suit : "La capacité de transfert de l'interconnexion reliant le Québec à la Nouvelle-Angleterre passera de 690 à 2 000 MW lors de l'achèvement de la ligne en 1986."

devrait se lire : "La ligne de transport de 690 MW reliant Des Cantons (Québec) et Comerford (New Hampshire) a été mise en service en 1986. Sa capacité devrait être portée à 2 000 MW pour 1990."

Page 58. Tableau 32. La note qui se lit comme suit : " *Peut être portée à 2 000 MW d'ici 1990."

devrait se lire : "A être portée à 2 000 MW pour 1990."

# L'ÉNERGIE • ÉLECTRIQUE • *au* • CANADA • 1985



*Direction de l'énergie électrique*
*Secteur des ressources énergétiques*
*Énergie, Mines et Ressources Canada*

*Publié sous l'autorité du ministre*
*de l'Énergie, des Mines et des Ressources*
*Gouvernement du Canada*

Des copies de cette publication sont disponibles sur demande à l'adresse suivante:

Direction de l'énergie électrique
Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources
580, rue Booth
Ottawa (Ontario)
K1A 0E4

Also available in English: write to

Electrical Energy Branch
Energy, Mines and Resources Canada
580 Booth Street
Ottawa, Ontario
K1A 0E4

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1986

N° de cat. M23-7/1985F
ISBN 0-662-93495-4
ISSN 0821-8218

## *Remerciements*

Le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources remercie les services publics d'électricité de leur collaboration à la préparation de cette publication.

Les photographies ont été fournies à titre gracieux par: la British Columbia Hydro and Power Authority; la TransAlta Utilities Corporation; la Saskatchewan Power Corporation; la Commission d'énergie électrique du Manitoba; Hydro-Ontario; Hydro-Québec; la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick; la Nova Scotia Power Corporation et la Newfoundland Light and Power Company Limited.

*Table des matières*


| | Page |
|---|---|
| L'industrie canadienne de l'électricité | 1 |
| L'industrie canadienne de l'électricité et le contexte international | 7 |
| Réglementation de l'industrie de l'électricité | 11 |
| Consommation et production | 18 |
| Capacité et marges de réserve | 33 |
| Besoins en combustibles | 39 |
| Commerce de l'électricité | 43 |
| Transport de l'énergie électrique | 54 |
| Investissements et financement dans le secteur de l'énergie électrique | 59 |
| Établissement des coûts et des prix | 66 |

**Annexes**
Définitions et abréviations

## *Liste des tableaux*


| Tableau | | Page |
|---|---|---|
| 1. | Production d'énergie électrique par les entreprises de service public et les établissements industriels, 1970-1985 | 2 |
| 2. | Immobilisations, dette, revenus et effectifs des services publics, 1985 | 6 |
| 3. | Capacité totale de production installée dans les principaux pays industrialisés, au 31 décembre 1984 | 7 |
| 4. | Sources de production d'électricité dans les principaux pays industrialisés, 1985 | 8 |
| 5. | Consommation d'électricité per capita dans les principaux pays industrialisés | 10 |
| 6. | Consommation d'électricité par dollar du PIB dans les principaux pays industrialisés | 10 |
| 7. | Pourcentage d'augmentation de la demande d'électricité en 1985 | 19 |
| 8. | Consommation provinciale d'électricité en 1985 | 21 |
| 9. | Demande totale d'électricité au Canada, par secteur, 1980-1985 | 22 |
| 10. | Taux antérieurs et prévus de croissance annuelle | 23 |
| 11. | Prévisions de la demande d'électricité établies par les services publics jusqu'en janvier 1986 | 24 |
| 12. | Taux d'augmentation de la demande de pointe | 26 |
| 13. | Facteurs de charge au Canada | 26 |
| 14. | Sources de production d'électricité | 27 |
| 15. | Prévisions relatives à la production d'énergie électrique au Canada, selon le type de combustible | 32 |
| 16. | Principales augmentations en matière de capacité de production pour l'année 1985 | 33 |
| 17. | Prévisions relatives à la capacité de production installée au Canada, par type de combustible | 36 |
| 18. | Excédents de capacité installée en 1985 | 38 |
| 19. | Consommation de combustibles fossiles par les services publics, 1985 | 41 |
| 20. | Combustible utilisé pour la production d'électricité au Canada | 41 |
| 21. | Commerce international de l'électricité, 1981-1985 | 44 |

## *Liste des tableaux (suite)*


| Tableau | Page |
|---|---|
| 22. Exportations d'électricité et revenus, par province, 1984-1985 | 45 |
| 23. Exportations brutes de puissance garantie et d'énergie interruptible, 1985 | 47 |
| 24. Sources de l'électricité exportée 1985 | 47 |
| 25. Combustible remplacé chez l'importateur | 48 |
| 26. Exportations canadiennes d'électricité, par province | 49 |
| 27. Prévisions des services publics relativement aux exportations d'électricité | 50 |
| 28. Transferts interprovinciaux nets | 51 |
| 29. Ampleur du réseau de transport à la fin de l'année | 55 |
| 30. Interconnexions provinciales | 56 |
| 31. Principales interconnexions entre le Canada et les États-Unis | 57 |
| 32. Interconnexions projetées vers les États-Unis | 58 |
| 33. Investissements des services publics dans le secteur de l'énergie électrique | 61 |
| 34. Coût initial des immobilisations des services publics | 62 |
| 35. Investissements prévus par les services publics d'électricité | 63 |
| 36. Progression des investissements effectués par les services publics d'électricité | 64 |
| 37. Ratio de la dette des services d'électricité | 65 |
| 38. Revenu moyen tiré des ventes d'électricité, par province | 69 |
| 39. Coût mensuel de l'électricité dans certaines villes canadiennes, janvier 1985 | 70 |
| 40. Augmentation annuelle moyenne des tarifs, 1976-1985 | 71 |

## *Liste des figures*


| Figure | | Page |
|---|---|---|
| 1. | Relation historique entre la demande d'électricité et le PIB, 1960-1985 | 23 |
| 2. | Prévisions de la demande d'énergie électrique | 25 |
| 3. | Principales centrales de production au Canada | 28 |
| 4. | Production d'énergie selon le type de combustible | 29 |
| 5. | Production par région, 1985 et Production par source d'énergie, 1985 | 29 |
| 6. | Capacité installée selon le type de combustible 1985 | 34 |
| 7. | Capacité par région, 1985 et Capacité par source d'énergie, 1985 | 34 |
| 8. | Progression de la puissance installée par type de combustible, 1960-1985 | 35 |
| 9. | Transferts nets et exportations nettes d'électricité, 1985 | 52 |
| 10. | Commerce de l'électricité, 1985 | 53 |
| 11. | Taux d'intérêt moyen sur la nouvelle dette à long terme des services publics d'électricité, 1960-1985 | 72 |
| 12. | Tendances de l'indice des prix dans le domaine de la construction des installations de production d'électricité | 72 |
| 13. | Coût unitaire du combustible fossile servant à la production d'électricité, 1969-1984 | 72 |
| 14. | Indices des prix, 1971-1985 | 72 |

# *L'industrie canadienne de l'électricité*

## STRUCTURE DE L'INDUSTRIE

Au Canada, l'industrie de l'électricité regroupe des sociétés nationales (publiques), des sociétés privées de production et des établissements industriels. En 1985, les sociétés publiques ont fourni environ 85 % de toute la production d'électricité, les sociétés privées environ 7 %, et les établissements industriels 8 %. Le tableau 1 indique qu'au cours des 15 dernières années, le pourcentage de l'énergie produite par les établissements industriels a diminué, tandis que le pourcentage de l'électricité en provenance des services publics et privés a augmenté.

Les établissements industriels, présents dans la plupart des provinces, visent surtout à répondre à leurs propres besoins, mais certains d'entre eux vendent de l'énergie à des services publics ou privés et à des réseaux de distribution municipaux. Environ 73 % des établissements industriels producteurs d'électricité se trouvent au Québec et en Colombie-Britannique, ce qui reflète la forte concentration des sociétés d'exploitation forestière et minière et des alumineries dans ces provinces. Plus de 77 % de l'électricité produite par les établissements industriels est d'origine hydroélectrique; 11 % de cette production provient du gaz naturel, 4 % du mazout et le reste d'autres combustibles.

Au Canada, la tendance est à l'accroissement de la propriété publique; ainsi, les gouvernements provinciaux ont acquis la plupart des services d'électricité appartenant à des intérêts privés. Cependant, les sociétés privées jouent encore un rôle de première importance dans l'industrie canadienne. À l'Île-du-Prince-Édouard, l'électricité est fournie par un service privé, tandis qu'en Alberta deux grandes entreprises produisent environ 96 % de l'électricité consommée dans la province, les services publics municipaux fournissant presque tout le reste. À Terre-Neuve, une entreprise privée distribue 54 % de l'électricité consommée dans la province. Cette entreprise produit environ 9 % de l'électricité qu'elle vend; elle achète le reste, essentiellement de la société publique provinciale. Au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest, la Commission de l'énergie du Nord canadien, société fédérale, produit et distribue la plus grande partie de l'électricité; deux sociétés privées fournissent presque tout le reste.

Dans la plupart des provinces, les entreprises d'électricité sont entièrement intégrées; elles assurent la production de l'énergie, la livraison et la vente au consommateur. L'Ontario fait exception à la règle, du fait qu'environ 65 % de l'électricité consommée dans cette province est achetée de l'Hydro-Ontario et distribuée à plus de 300 services municipaux. Dans la plupart des provinces, l'électricité est fournie aux régions éloignées au moyen de génératrices alimentées au diesel ou d'installations hydroélectriques qui sont indépendantes du système central.

Contrairement aux services privés, les services publics n'ont pas à payer d'impôt sur le revenu. Afin d'équilibrer la situation, 95 % de l'impôt fédéral payé par les sociétés privées est remboursé à la province d'origine, en vertu de la Loi sur le transfert de l'impôt sur le revenu des entreprises de service public. L'Alberta fait une ristourne aux consommateurs d'électricité. À l'Île-du-Prince-Édouard, une partie du remboursement est octroyée aux clients du service public, tandis qu'à Terre-Neuve le remboursement est conservé par le gouvernement provincial à titre de revenu général.

Tableau 1. Production d'énergie électrique par les entreprises de service public et les établissements industriels, 1970-1985

| Année | Services publics | Établissements industriels |
|---|---|---|
| | (%) | |
| 1970 | 84 | 16 |
| 1975 | 87 | 13 |
| 1977 | 88 | 12 |
| 1979 | 90 | 10 |
| 1981 | 90 | 10 |
| 1982 | 90 | 10 |
| 1983 | 90 | 10 |
| 1984 | 91 | 9 |
| 1985 | 92 | 8 |

Source: Statistique Canada, publications 55-202, 57-001.

## LES ENTREPRISES DE PRODUCTION ET DE DISTRIBUTION

### Terre-Neuve

À Terre-Neuve, deux réseaux, la Newfoundland Light & Power Company Limited (NLPC) et la Newfoundland & Labrador Hydro (NLH) se partagent la production et la distribution de l'électricité.

La NLPC, un service privé, est le principal détaillant d'électricité dans l'île. La société achète environ 91 % de ses approvisionnements en électricité de la NLH, tandis qu'elle produit elle-même les 9 % qui restent. La NLPC fut constituée en 1966 par le fusionnement de la St. John's Electric Light Company Limited avec la United Towns Electric Company Limited et la Union Electric Light and Power Company. À travers ses prédecesseurs, les origines de la NPLC remontent à 1885.

La NLH, une société publique qui s'occupe surtout de la production d'électricité, a été constituée en 1975. Société mère d'un consortium qui comprend la Churchills Falls (Labrador) Corporation (CF(L)Co), la Lower Churchill Development Corporation (LCDC), la Gull Island Power Company et la Twin Falls Power Corporation Limited, la NLH détient 51 % des actions de la LCDC, tandis que le reste, soit 49 %, est la propriété du Canada. Par l'intermédiaire de la CF(L)Co, la NLH possède et exploite l'une des centrales électriques les plus importantes au monde. Par ailleurs, la NLH administre les activités de distribution régionale de l'électricité au nom du gouvernement provincial, fournissant de l'énergie électrique aux consommateurs ruraux. Ensemble, la NLPC et la NLH desservent environ 200 000 clients.

**Île-du-Prince-Édouard**

La Maritime Electric Company Limited (MECL), société privée qui fournit de l'électricité à l'Île-du-Prince-Édouard depuis 1918, possède et exploite un réseau entièrement intégré de production, de transport et de distribution de l'électricité dans toute l'île. En outre, la MECL exploite deux centrales alimentées au mazout, uniquement destinées à fournir de l'énergie de réserve, à Charlottetown et à Borden. Elle détient aussi 10 % des intérêts dans la centrale alimentée au charbon et au mazout (numéro 2) de Dalhousie (N.-B.), exploitée par la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick, et elle loue l'interconnexion par câble sous-marin vers le Nouveau-Brunswick, propriété du gouvernement de l'Île-duPrince-Édouard. La MECL, qui dessert environ 44 100 clients dans l'île, achète présentement 98 % de l'électricité qu'elle vend de la Commission d'énergie du Nouveau-Brunswick.

Le service d'électricité municipal de la ville de Summerside possède son propre réseau de distribution et achète de l'énergie de la MECL.

**Nouvelle-Écosse**

En 1972, la Nova Scotia Power Corporation achetait les actions d'une société privée, la Nova Scotia Light and Power Company Limited, et, en 1973, elle devenait l'actuelle Nova Scotia Power Corporation (NSPC), qui dessert tous les clients de la province. Presque toute l'électricité de la NSPC provient de sources thermiques, le charbon étant à la base de plus de la moitié de cette production. La société exploite également des centrales hydro-électriques et achète de l'énergie du Nouveau-Brunswick. La centrale Lingan, située dans l'Île du Cap-Breton, fournit la plus grande partie de la production provinciale. En 1985, la NSPC comptait 348 146 clients.

**Nouveau-Brunswick**

Avant 1918, plus de 20 services privés et publics se partageaient les activités de production et de distribution de l'électricité au Nouveau-Brunswick. En 1918, par un décret du Conseil, le gouvernement créait la Water Power Commission, chargée de dresser le bilan des ressources hydrauliques de la province. Agissant sur les recommandations de la Water Commission, le gouvernement créa la Commission d'énergie du Nouveau-Brunswick en vertu d'une loi adoptée en 1920, loi qui confère à ladite entreprise publique le mandat de produire et de distribuer l'électricité dans toutes les régions de la province. La Commission d'énergie du Nouveau-Brunswick obtient son électricité de sources nucléaires, hydrauliques et thermiques; elle en achète également du Québec. Elle compte 240 797 clients directs, en sus des 37 669 clients indirects des services municipaux de distribution auxquels elle vend de l'électricité.

**Québec**

Hydro-Québec a été créée par l'Assemblée législative de la province en 1944. Suite à sa création, la nouvelle société a acquis les actifs de la Montreal Light, Heat and Power Consolidated et ceux de la Beauharnois Light, Heat and Power Company. En 1963, Hydro-Québec a fait l'acquisition des dix dernières sociétés privées de la province, notamment la Shawinigan Water and Power Company, la Southern Power Company Limited la Québec Power Company et la

Gatineau Power Company. La société a par la suite acheté plusieurs réseaux municipaux de distribution et d'éclairage public, ainsi que la plupart des coopératives de production d'électricité.

Hydro-Québec a la propriété exclusive de deux filiales actives, la Société d'énergie de la Baie James (SEJB), qui exécute présentement la phase 1 du complexe La Grande, et Hydro-Québec International, qui fournit des services de consultation et de génie pour des projets de production d'énergie électrique à l'étranger. Hydro-Québec détient également des actions dans la Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited, qui exploite la centrale Churchill Falls, et dans la Nouveler Inc., qui promouvoit les économies d'énergie et les sources d'énergie de rechange. Hydro-Québec, qui compte environ 2,6 millions de clients, s'occupe de la production, du transport et de la distribution de presque toute l'électricité vendue au Québec. L'énergie fournie par Hydro-Québec est essentiellement de l'hydro-électricité.

**Ontario**

Hydro-Ontario, une société de la Couronne, a été créée en 1906 par une décision de l'Assemblée législative de la province. La société possède des pouvoirs étendus en matière de production, d'achat et de livraison d'énergie électrique dans toute la province, et ses activités sont actuellement régies par la Power Corporation Act. Hydro-Ontario doit d'abord fournir de l'énergie à plus de 300 services municipaux qui en assurent la distribution à leurs clients. Par ailleurs, Hydro-Ontario compte plus de 100 gros clients industriels directs et environ 780 000 clients au détail dans les régions rurales ou dans les communautés qui ne sont pas desservies par des services municipaux. L'électricité fournie par Hydro-Ontario est essentiellement d'origine thermique, nucléaire et hydraulique. En 1985, plus de trois millions de clients étaient desservis par Hydro-Ontario et les services municipaux de la province.

**Manitoba**

La Commission d'énergie électrique du Manitoba (Manitoba Hydro) est une société de la Couronne, constituée en 1949 par l'Assemblée législative de la province. Elle possède des pouvoirs étendus relativement à la production d'énergie électrique dans la province et elle est régie par la Manitoba Hydro Act. Elle distribue de l'électricité à travers toute la province, sauf dans le centre de Winnipeg; ces clients sont desservis par une entreprise municipale, la Winnipeg Hydro. La Manitoba Hydro et la Winnipeg Hydro fonctionnent en tant que système intégré de production et de transport d'électricité. En 1985, la Manitoba Hydro comptait environ 341 000 clients directs. Presque toute l'électricité produite dans la province provient de sources hydrauliques.

**Saskatchewan**

La Saskatchewan Power Corporation (SPC), société de la Couronne, a été créée en vertu de la Power Corporation Act de 1950; elle succédait à la Saskatchewan Power Commission, créée en 1929 pour mettre sur pied un réseau intégré de production et de distribution d'électricité à travers la province. La loi confère à la SPC le mandat de produire, de transporter et de distribuer le gaz naturel et l'électricité. À la fin de 1985, la SPC comptait environ 390 000

abonnés à l'électricité et 260 000 abonnés au gaz naturel. Presque toute l'électricité est produite à partir de charbon.

**Alberta**

L'Alberta compte trois grands services d'électricité, la TransAlta Utilities Corporation, l'Alberta Power Limited et l'Edmonton Power, qui répondent à environ 98 % des besoins en énergie électrique de la province. Ces services sont liés par un réseau de transport qui appartient, pour la plus grande part, à la TransAlta.

La TransAlta Utilities Corporation, anciennement la Calgary Power Limited, est le plus important service d'électricité privé du Canada. La société, constituée en vertu des lois du Canada, se livre à la production et à la distribution de l'électricité dans la province depuis 1911. Elle répond à plus de 80 % des besoins en énergie électrique de l'Alberta et dessert plus de la moitié de la population. En 1985, la société comptait plus de 283 000 clients directs.

L'Alberta Power Limited, constituée en 1972, est également un service privé, une filiale de la Canadian Utilities Ltd. Les activités de cette société sont concentrées dans le centre-est et le nord de la province. L'Alberta Power, qui a répondu à environ 17 % de la demande totale d'électricité de la province en 1985, compte plus de 147 000 clients.

L'Edmonton Power est le deuxième plus important service public de l'Alberta et, en matière de capacité de production canadienne, le plus important service détenu par une municipalité. Depuis sa création en 1902, son rythme d'expansion a suivi celui de la ville d'Edmonton. Le service a répondu à un peu plus de 7 % des besoins en électricité de l'Alberta pour l'année 1985 et compte plus de 225 000 clients.

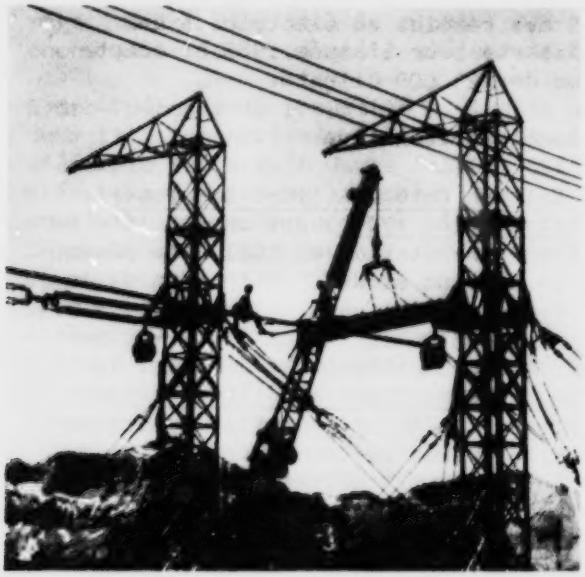
**Colombie-Britannique**

La British Columbia Hydro and Power Authority (BC Hydro) est une société de la Couronne établie en 1961. Le réseau de production et de distribution de la BC Hydro couvre toute la province, à l'exception de la région desservie par la Cominco Limitée et sa filiale, la West Kootenay Power and Light Company Limited. La BC Hydro est le troisième service public en importance au Canada et le plus grand distributeur de gaz naturel de la province. La BC Hydro produit, transporte et distribue de l'électricité à plus d'un million de clients, dans la zone où se trouve plus de 90 % de la population de la Colombie-Britannique. La société distribue du gaz naturel dans le Vancouver métropolitain et dans la vallée du Fraser, et du propane dans le Victoria métropolitain. La BC Hydro exploite également un réseau de chemin de fer qui assure le transport de marchandises dans le Vancouver métropolitain et dans la vallée du Fraser.

**Yukon et Territoires du Nord-Ouest**

La Commission d'énergie du Nord canadien (CENC) est une société de la Couronne créée en 1956, en vertu de la Loi sur la Commission de l'énergie du Nord canadien. La Commission s'occupe des questions de planification, de construction et de gestion des services publics, dans une perspective commerciale. La Commission est le princial producteur d'électricité au nord du 60° parallèle;

elle exploite les principaux réseaux de transport dans le Nord et a desservi 12 400 abonnés en 1985.



Des employés de la TransAlta Utilities s'affairent sur le tronçon albertain de l'interconnexion de 500 kV reliant la C.-B. et l'Alberta; les travaux ont été achevés à la fin de 1985.

## L'INDUSTRIE DE L'ÉLECTRICITÉ ET L'ÉCONOMIE

L'industrie de l'électricité joue un rôle prépondérant dans l'économie canadienne. Comme le montre le tableau 2, l'industrie comptait environ 75 000 employés directs en 1985, soit environ 0,7 % de la main-d'oeuvre totale au pays.

Les revenus de cette industrie ont atteint environ 15,8 milliards de dollars en 1985 relativement à 14 milliards de dollars en 1984, ce qui représente une augmentation de 13 %. Neuf pour cent de cette somme, soit environ 1,4 milliards de dollars, provient des gains à l'exportation. L'industrie de l'énergie électrique a progressivement augmenté sa contribution au produit intérieur brut, cet apport passant de 2,7 % en 1980 à 3,2 % en 1984 et à 3,5 % en 1985.

La dette à long terme de l'industrie canadienne de l'énergie électrique s'élevait à 62 milliards de dollars en 1985; cette somme est assumée à 82 % par Hydro-Ontario (36 %), Hydro-Québec (33 %) et la BC Hydro (13 %).

Le total des avoirs de l'industrie se chiffrait à environ 87 milliards de dollars en 1985. Hydro-Ontario, Hydro-Québec et la British Columbia Hydro, les trois plus grands services d'électricité au Canada, se classent respectivement au premier, au deuxième et au cinquième rang de toutes les sociétés canadiennes pour ce qui est de l'actif.

Tableau 2. Immobilisations, dette, revenus et effectifs des services publics, 1985

| | Immobilisations | Dette | Revenus | Employés |
|---|---|---|---|---|
| | (millions de $) | | | |
| T.-N. | 2 457 | 1 532 | 575 | 2 134 |
| Î.-P.-É. | 86 | 27 | 64 | 201 |
| N.-É. | 1 413 | 1 172 | 492 | 2 450 |
| N.-B. | 2 870 | 2 163 | 894 | 2 500 |
| Qc | 29 183 | 20 123 | 4 492 | 18 208 |
| Ont. | 29 320 | 22 518 | 4 625 | 31 166 |
| Man. | 3 129 | 2 524 | 553 | 3 853 |
| Sask. | 2 150 | 1 778 | 470 | 3 064 |
| Alb. | 5 561 | 1 758 | 1 423 | 4 687 |
| C.-B. | 10 472 | 8 209 | 2 094 | 6 508 |
| Yuk./ T.N.-O. | 276 | 235 | 89 | 330 |
| Canada | 86 917 | 62 039 | 15 771 | 75 101 |

Source: Rapport annuel des services publics d'électricité.

# *L'industrie canadienne de l'électricité et le contexte international*

Le présent chapitre vise à comparer l'industrie de l'énergie électrique du Canada à celle de certains pays occidentaux industrialisés.

## CAPACITÉ TOTALE DE PRODUCTION INSTALLÉE

Au 31 décembre 1984, la capacité totale de production des États-Unis, 672 GW, était la plus importante au monde. Environ 77 % de cette capacité provenait de centrales thermiques classiques, dont près de la moitié étaient alimentées au charbon. Le Japon se classait au deuxième rang parmi les pays occidentaux, avec une capacité installée de 163 GW; ce pays tirait une grande partie de sa capacité installée de centrales thermiques (environ 67 %), la moitié de celles-ci étant alimentées au mazout. Le Canada se classait troisième en matière de capacité totale de production installée. La capacité de production hydraulique représentait 57 % de ce total, ce qui faisait du Canada, proportionnellement, le plus grand utilisateur d'hydro-électricité du monde occidental.

Du côté nucléaire, les États-Unis disposaient, à la fin de 1984, de la plus importante capacité au monde, avec un total de 72 GW. Toutefois, la France a enregistré le pourcentage le plus élevé en matière de capacité nucléaire, celle-ci se chiffrant à 39 % de la production totale. Le Canada se classait cinquième relativement à la capacité nucléaire installée. Le tableau 3 indique la capacité totale de production installée en 1984 dans certains pays de l'Organisation de coopération et de développement économique (OCDE).

Tableau 3. Capacité totale de production installée dans les principaux pays industrialisés, au 31 décembre 1984 (MW)

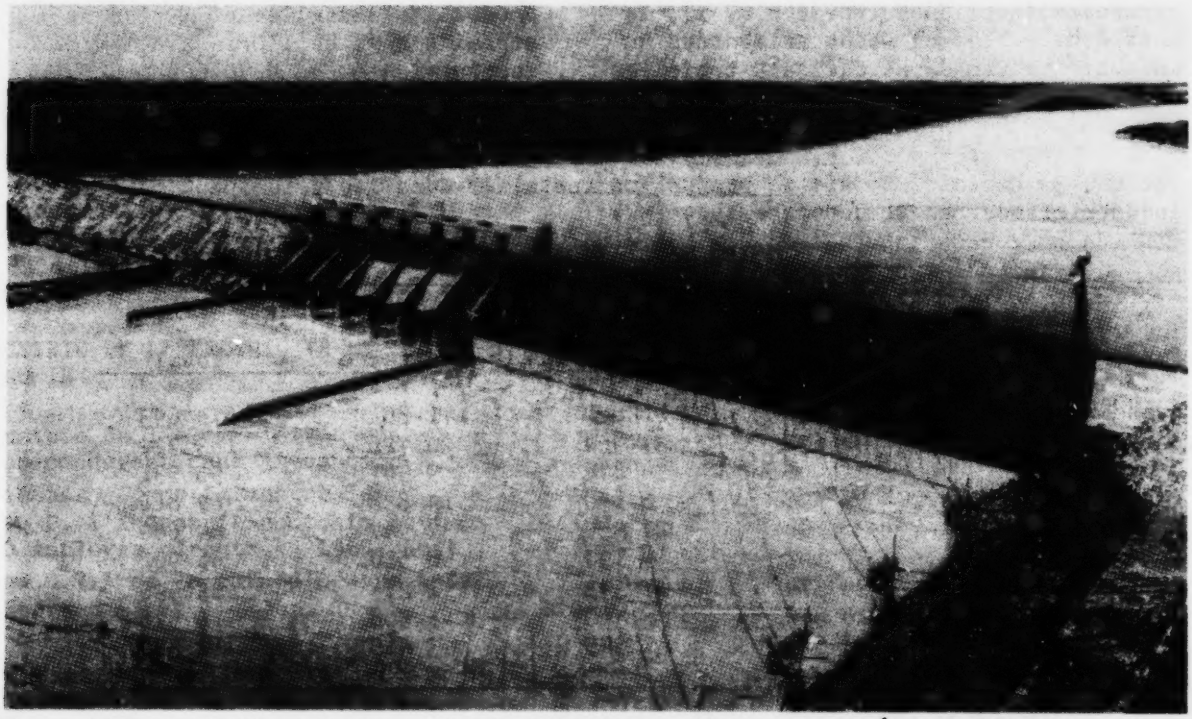
| Pays | Sources thermiques | Hydro-électricité | Énergie nucléaire | Total |
|---|---|---|---|---|
| États-Unis | 518 030 | 81 802 | 71 861 | 671 693 |
| Japon | 108 632 | 33 964 | 20 726 | 163 322 |
| Canada | 31 068 | 54 876 | 9 587 | 95 531 |
| Allemagne de l'Ouest | 68 398 | 6 630 | 14 838 | 89 866 |
| France | 30 298 | 21 435 | 32 947 | 84 680 |
| Grande-Bretagne | 56 162 | 4 190 | 6 550 | 66 902 |
| Italie | 35 374 | 17 343 | 1 273 | 53 990 |
| Pays-Bas | 16 068 | 0 | 508 | 16 576 |
| Belgique | 7 519 | 1 325 | 3 465 | 12 309 |

Source: Direction de l'énergie électrique, Énergie, Mines et Ressources Canada.

Tableau 4. Sources de production d'électricité dans les principaux pays industrialisés, 1985 (TWh)

| Pays | Sources thermiques | Hydro-électricité | Énergie nucléaire | Total |
|---|---|---|---|---|
| États-Unis | 1 827 | 285 | 387 | 2 499 |
| Japon | 454 | 81 | 142 | 677 |
| Canada | 88 | 301 | 57 | 446 |
| Allemagne de l'Ouest | 265 | 18 | 126 | 409 |
| France | 56 | 64 | 224 | 344 |
| Grande-Bretagne | 230 | 7 | 60 | 297 |
| Italie | 134 | 45 | 7 | 186 |
| Pays-Bas | 59 | 0 | 4 | 63 |
| Belgique | 21 | 1 | 35 | 57 |

Source: Direction de l'énergie électrique, Énergie, Mines et Ressources Canada.



Conception artistique de la centrale Limestone, d'une capacité de 1 200 MW, actuellement en construction sur la rivière Nelson dans le nord du Manitoba. La centrale doit être terminée en 1990.

## PRODUCTION TOTALE D'ÉLECTRICITÉ

En 1985, la production d'électricité des États-Unis se chiffrait à 2 499 TWh. Cinquante-sept pour cent de cette production provenait de centrales alimentées au charbon, 16 % de centrales nucléaires, 12 % de centrales alimentées au gaz naturel, 11 % de ressources hydrauliques et 4 % de centrales alimentées au mazout.

Parmi les pays industrialisés de l'Ouest, le Canada a connu la plus forte production d'hydro-électricité en 1985, tant en termes de pourcentage que d'un point de vue quantitatif. Au Canada, les centrales hydro-électriques ont produit 301 TWh, ce qui représentait environ 67 % de l'ensemble de la production nationale d'électricité.

En France, la production d'électricité reposait en grande partie sur l'énergie nucléaire; ainsi, en 1985, environ 65 % de la production totale d'électricité provenait de centrales nucléaires. Un scénario semblable a caractérisé la Belgique, où l'énergie nucléaire a constitué 61 % de la production totale d'électricité. En Allemagne de l'Ouest, l'énergie nucléaire était la source de 31 % de la production totale d'électricité, tandis qu'au Japon et en Grande-Bretagne le nucléaire représentait 20 % de la production totale. Même si les États-Unis ont enregistré la plus importante production totale d'énergie nucléaire en 1985, cette production ne représente que 15 % de la production totale d'électricité de ce pays. Au Canada, la proportion d'énergie nucléaire produite était relativement petite en 1985, s'établissant à 13 %. Le tableau 4 fait état des sources de production d'électricité dans certains pays de l'OCDE pour l'année 1985.

## CONSOMMATION CANADIENNE D'ÉLECTRICITÉ

De 1975 à 1985, le Canada a consommé davantage d'électricité per capita que n'importe quel autre grand pays industrialisé au monde. Le tableau 5 révèle que, per capita, le Canada a consommé près de deux fois plus d'électricité que les États-Unis en 1985, et environ cinq fois plus que l'Italie. Au cours de la dernière décennie, la consommation canadienne d'électricité per capita a connu un taux d'augmentation moyen de 4,2 %; à ce chapitre, le Canada se classe second derrière la France qui, elle, a connu un taux d'augmentation de 5,0 %.

L'importance de la consommation d'électricité per capita au pays est attribuable à quantité de facteurs. La richesse des ressources hydrauliques a permis l'aménagement de projets hydro-électriques économiques dans diverses régions et, par conséquent, l'énergie électrique est devenue abondante et relativement peu coûteuse. Cette situation a incité nombre d'industries à forte consommation d'électricité à s'implanter au Canada. De plus, les consommateurs ont tendance à faire un plus grand usage de l'électricité lorsque celle-ci est relativement peu onéreuse. Les consommateurs canadiens, par exemple, ont payé en moyenne 3,09 dollars US le kWh en 1984, comparativement à 4,77 pour la France, à 6,52 pour les États-Unis, à 6,28 pour l'Allemagne de l'Ouest et à 9,92 pour le Japon. Enfin, les hivers canadiens longs et froids, en raison de la situation septentrionale du pays, entraînent une grande consommation d'énergie pour le chauffage domiciliaire.

## INTENSITÉ DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ

Le tableau 6 examine l'intensité de la consommation d'électricité au sein de l'économie de différents pays industrialisés. L'intensité de la consommation d'électricité désigne la consommation totale d'électricité par dollar du PIB. Aux fins de la comparaison, toutes les devises ont été changées en dollars US, aux prix et aux taux de change de 1980. Les données révèlent que le Canada connaît la plus forte intensité de consommation d'électricité et que, depuis 1975, cette intensité a augmenté au Canada, en France, en Allemagne de l'Ouest et en Belgique. Au Japon et en Grande-Bretagne, on a enregistré des réductions nettes d'intensité de consommation. Aux États-Unis, cette intensité a atteint un sommet en 1980; depuis ce temps, elle a baissé légèrement. De 1975 à 1980, on a assisté à une augmentation de l'intensité de consommation d'électricité en Italie et dans les Pays-Bas, intensité qui s'est stabilisée par la suite.

Tableau 5. Consommation d'électricité per capita dans les principaux pays industrialisés (KWh/personne)

| Pays | 1975 | 1980 | 1985 |
|---|---|---|---|
| Canada | 11 702 | 15 260 | 17 590 |
| États-Unis | 8 089 | 9 194 | 9 651 |
| Allemagne de l'Ouest | 5 008 | 6 083 | 6 736 |
| France | 3 577 | 4 847 | 5 817 |
| Belgique | 4 106 | 5 180 | 5 812 |
| Grande-Bretagne | 4 837 | 5 060 | 5 252 |
| Japon | 3 831 | 4 449 | 4 963 |
| Pays-Bas | 3 951 | 4 558 | 4 699 |
| Italie | 2 704 | 3 400 | 3 670 |

Source: Direction de l'énergie électrique
Énergie, Mines et Ressources Canada.

Tableau 6. Consommation d'électricité par dollar du PIB dans les principaux pays industrialisés (KWh/$ US de 1980)

| Pays | 1975 | 1980 | 1985 |
|---|---|---|---|
| Canada | 1,24 | 1,41 | 1,53 |
| États-Unis | 0,87 | 0,88 | 0,85 |
| Japon | 0,57 | 0,55 | 0,52 |
| Grande-Bretagne | 0,55 | 0,53 | 0,51 |
| France | 0,33 | 0,39 | 0,50 |
| Allemagne de l'Ouest | 0,44 | 0,45 | 0,48 |
| Belgique | 0,40 | 0,46 | 0,47 |
| Italie | 0,45 | 0,47 | 0,45 |
| Pays-Bas | 0,36 | 0,38 | 0,36 |

Source: Direction de l'énergie électrique
Énergie, Mines et Ressources Canada.

# *Réglementation de l'industrie de l'électricité*

## RÉGLEMENTATION FÉDÉRALE

### Pouvoirs conférés par la Constitution canadienne

Selon les modalités de la Constitution canadienne, la production, le transport et la distribution de l'électricité sont principalement du ressort des provinces. La responsabilité fédérale en matière d'électricité porte uniquement sur les exportations, l'énergie nucléaire, les lignes de transport internationales et certaines lignes de transport interprovinciales. Le droit de propriété des gouvernements provinciaux sur la plupart des ressources énergétiques leur a été conféré en vertu de l'article 109 de la Loi constitutionnelle; cet article est lui-même complété par l'article 92A, en vertu duquel les assemblées législatives ont le pouvoir d'aménager, de conserver et de gérer les sites et les installations situés à l'intérieur de leur province en vue de produire de l'énergie électrique. Tout ce qui touche l'énergie nucléaire, y compris la production et l'approvisionnement d'uranium, est régi par le gouvernement fédéral conformément à la Loi sur le contrôle de l'énergie atomique de 1946.

### Office national de l'énergie

L'Office national de l'énergie (ONÉ) a été créé en 1959 en vertu d'une loi du Canada, la Loi sur l'Office national de l'énergie. La Loi confère à cet organisme le pouvoir et le mandat de conseiller le gouvernement fédéral en matière d'aménagement et d'utilisation des ressources énergétiques. L'Office règle également certaines questions précises concernant le pétrole, le gaz et l'électricité. Dans le domaine de l'électricité, la compétence judiciaire de l'Office national de l'énergie s'étend uniquement à l'émission de certificats relatifs à l'exploitation des lignes de transport internationales et de certaines lignes de transport interprovinciales, et à l'octroi des licences d'exportation d'énergie électrique à l'étranger. (Conformément à la partie VII de la Loi, un décret du gouverneur en conseil peut soumettre une ligne particulière de transport interprovincial à la même réglementation que les lignes internationales. Aucune réglementation fédérale n'est prévue lorsque l'énergie électrique d'une province entre tout simplement dans le réseau électrique d'une autre province.) Par ailleurs, l'Office n'a aucune compétence judiciaire en matière d'importation de l'électricité.

La partie III de la Loi sur l'Office national de l'énergie prévoit une réglementation fédérale sur le transport international de l'électricité ainsi que sur certaines lignes interprovinciales de transport. L'Office peut autoriser, sans la tenue d'une audience publique, la construction et l'exploitation de lignes de transport internationales dont la puissance n'excède pas 50 kV. Lorsqu'il passe en revue une demande de certificat pour l'exploitation d'une ligne internationale, l'Office doit déterminer si une telle exploitation est conforme à l'intérêt public. À cette fin, il doit tenir compte: i) de la disponibilité des ressources énergétiques pour l'exportation; ii) de l'existence de marchés; iii) de la rentabilité du projet; iv) de l'aspect financier et de la question de la participation canadienne, et v) de toute autre question pertinente. Cet examen de l'Office donne lieu à des audiences publiques. Si l'Office opte en faveur de la demande qui lui est faite, il soumet sa décision au gouverneur en conseil; dans le cas contraire, la demande est rejetée.

La partie VI de la Loi sur l'Office national de l'énergie prévoit la réglementation sur les exportations d'énergie électrique. Les licences d'exportation délivrées par l'Office comportent des modalités auxquelles les titulaires doivent se plier. En vertu de la Loi, une licence a une durée de vie qui ne doit pas excéder 25 ans. Lorsqu'il examine une demande de licence d'exportation, l'Office doit tenir compte de tous les facteurs qui se rapportent à l'intérêt public. En particulier, l'Office doit s'assurer que: i) la quantité d'énergie électrique destinée à l'exportation est en sus des besoins canadiens prévisibles; et ii) les prix proposés sont équitables et acceptables.

En ce qui a trait aux prix à l'exportation, l'Office s'est fixé trois lignes directrices: i) ces prix doivent permettre de recouvrer une portion convenable des frais encourus au Canada; ii) ils ne doivent pas être inférieurs à ce qu'il en coûte aux Canadiens pour obtenir un service équivalent dans des zones correspondantes, et iii) ces prix ne doivent pas être en deçà des coûts de la solution de rechange à la portée de l'acheteur étranger au même endroit dans le pays d'exportation.

Avant de délivrer des licences d'exportation, l'Office tient habituellement une audience publique.

Toutefois, lorsque les quantités exportées sont petites (n'excédant pas 50 MW et 250 GWh/an) ou dans des situations d'urgence, l'Office peut passer des "décrets" autorisant l'exportation sans la tenue d'audiences publiques.

**La Commission de contrôle de l'énergie atomique**

Immédiatement après la Seconde Guerre mondiale, le Canada s'est penché sur la question de l'incitation à l'utilisation de l'énergie nucléaire à des fins pacifiques, en même temps que sur la lutte contre le recours à ce type d'énergie à des fins destructrices. La Loi sur le contrôle de l'énergie atomique, adoptée en 1946, tient compte de ces objectifs.

La Loi conférait au gouvernement fédéral tous les pouvoirs en matière d'exploitation et d'utilisation de l'énergie nucléaire, et constituait la Commission de contrôle de l'énergie atomique (CCÉA). La Commission, qui se compose de cinq personnes, voit à l'application de la Loi; elle régit l'utilisation de substances radioactives de même que toute activité reliée à l'utilisation de l'énergie nucléaire. Elle réglemente en outre tous les aspects de l'utilisation de l'énergie nucléaire qui touchent la santé, la sécurité et l'environnement. La CCÉA rend compte de ses activités devant le Parlement, par l'entremise du ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources.

La fonction principale de la Commission consiste à réglementer le secteur du nucléaire et à surveiller la mise en oeuvre d'activités comportant l'utilisation de substances et d'armements contrôlés. Le secteur du nucléaire comprend les réacteurs de puissance et de recherche, les mines et les raffineries d'uranium, les usines de fabrication de combustible, les usines d'eau lourde, les usines de gestion des déchets et les accélérateurs de particules. Sont inclus dans la catégorie des substances contrôlées l'uranium, le thorium, l'eau lourde et les radio-isotopes. Par

ailleurs, la production, la transformation, la vente, l'utilisation, l'importation et l'exportation de ces substances sont susceptibles de faire l'objet d'une autorisation. Avant de délivrer une licence, la Commission s'assure que les normes appropriées de santé et de sécurité sont respectées.

Les pouvoirs de la Commission s'étendent également à la sécurité internationale de la technologie et des substances nucléaires. L'octroi de licences permet de veiller à ce que les exportations d'armements nucléaires et d'approvisionnements du même type ne contreviennent pas à l'engagement pris par le Canada lors du Traité sur la non-prolifération des armes nucléaires.

**Processus fédéral d'évaluation et d'examen en matière d'environnement**

En décembre 1973, le Cabinet instituait le Processus fédéral d'évaluation et d'examen en matière d'environnement, en vue de s'assurer que les répercussions environnementales de tous les projets fédéraux soient évalués, et ce, dès le stade de la planification. Les projets fédéraux comprennent tous les projets entrepris par des organismes fédéraux, ou encore tout projet dans lequel des sommes gouvernementales sont injectées ou qui mettent en cause une propriété fédérale. Les sociétés de la Couronne ne sont pas liées par la décision du conseil; toutefois, elles sont invitées à se joindre au processus d'évaluation.

En 1977 et en 1979, le processus d'évaluation a été modifié. En juin 1984, un arrêté en conseil a consolidé les pouvoirs du PFÉEE et a rendu officielles quantité de fonctions.

Selon le PFÉEE, il incombe aux ministères fédéraux d'évaluer leurs propres projets. Ces ministères effectuent donc un examen initial afin de déterminer si un projet donné aura d'importantes répercussions environnementales. Si l'on ne prévoit pas de telles répercussions, le projet peut être mis en oeuvre; le ministère responsable devra toutefois exercer une surveillance adéquate lors de la réalisation du projet.

Si l'on croit que le projet donnera lieu à d'importantes répercussions environnementales, un processus d'examen officiel est entrepris par une commission d'évaluation environnementale, créée par le ministre de L'Environnement. Le Bureau fédéral d'examen des évaluations environnementales assiste la commission dans ses travaux. La commission exige habituellement que l'organisme parrainant le projet rédige un Énoncé des répercussions environnementales. Si le ministre de l'Environnement et le ministre responsable du projet s'entendent, la commission peut étendre son domaine d'étude de façon à inclure les répercussions socio-économiques en général et la raison d'être du projet.

La participation du public fait partie intégrante du processus d'évaluation. Ainsi toute personne ou tout organisme qui s'intéresse au projet peut profiter de l'occasion pour présenter son point de vue devant la commission.

Après avoir évalué tous les renseignements obtenus au sujet d'un projet et une fois ses délibérations terminées, la commission rédige un rapport où elle formule, entre autres, ses recommandations. La commission peut recommander l'interruption ou la poursuite d'un projet, ou encore la reprise d'un projet à certaines conditions. Les recommandations sont présentées au ministre de l'Environnement et au ministre respon-

sable du projet, qui doivent déterminer à qui les recommandations s'adressent, dans quelle mesure elles doivent être incorporées aux modalités d'exécution du projet et de quelle façon elles doivent être rendues publiques. Dans l'éventualité d'un désaccord entre les ministres, la question peut être soumise au conseil.

**RÉGLEMENTATION PROVINCIALE**

Selon les modalités de la Constitution, la production, le transport et la distribution de l'électricité sont du ressort des provinces. Dans la plupart des provinces on retrouve, sous une forme ou une autre, des règlements qui prévoient un approvisionnement en énergie électrique au taux le plus bas possible, dans les limites d'une saine gestion financière. La plupart des provinces ont créé des organismes investis d'un pouvoir de réglementation et destinés à surveiller les services publics d'électricité; toutefois, la rigueur des organismes de surveillance varie d'une province à l'autre. Les domaines les plus susceptibles de révisions périodiques sont la tarification et la construction de nouvelles centrales. Toutes les provinces exigent, pour chaque projet, une étude de ses répercussions environnementales.

**Terre-Neuve**

La Newfoundland Light and Power Company (NLPC) et la Newfoundland Labrador Hydro (NLH) sont responsables devant la Commission des services publics de Terre-Neuve. La Commission réglemente dans leur totalité la tarification et les politiques de la NLPC. Depuis 1977, en vertu de l'Electric Power Control Act, son autorité s'étend à la réglementation des tarifs de la NLH, sans toutefois couvrir les ventes aux filiales ou aux clients industriels. Elle formule des recommandations concernant les tarifs au Conseil des ministres de Terre-Neuve qui, en dernière instance, tranche la question.

**Île-du-Prince-Édouard**

La Maritime Electric Company Limited est assujettie aux règlements de la Commission des services publics de l'Île-du-Prince-Édouard, en vertu des dispositions de l'Electric Power and Telephone Act. C'est la Commission qui détermine les tarifs imposés dans la province.

**Nouvelle-Écosse**

Avant 1976, le gouvernement de la Nouvelle-Écosse déterminait directement les tarifs et les politiques des services publics de la province. Depuis 1976, ces fonctions ont été confiées à la Commission des services publics et, conformément à la Public Utilities Act, la Commission détient tous les pouvoirs décisionnaires.

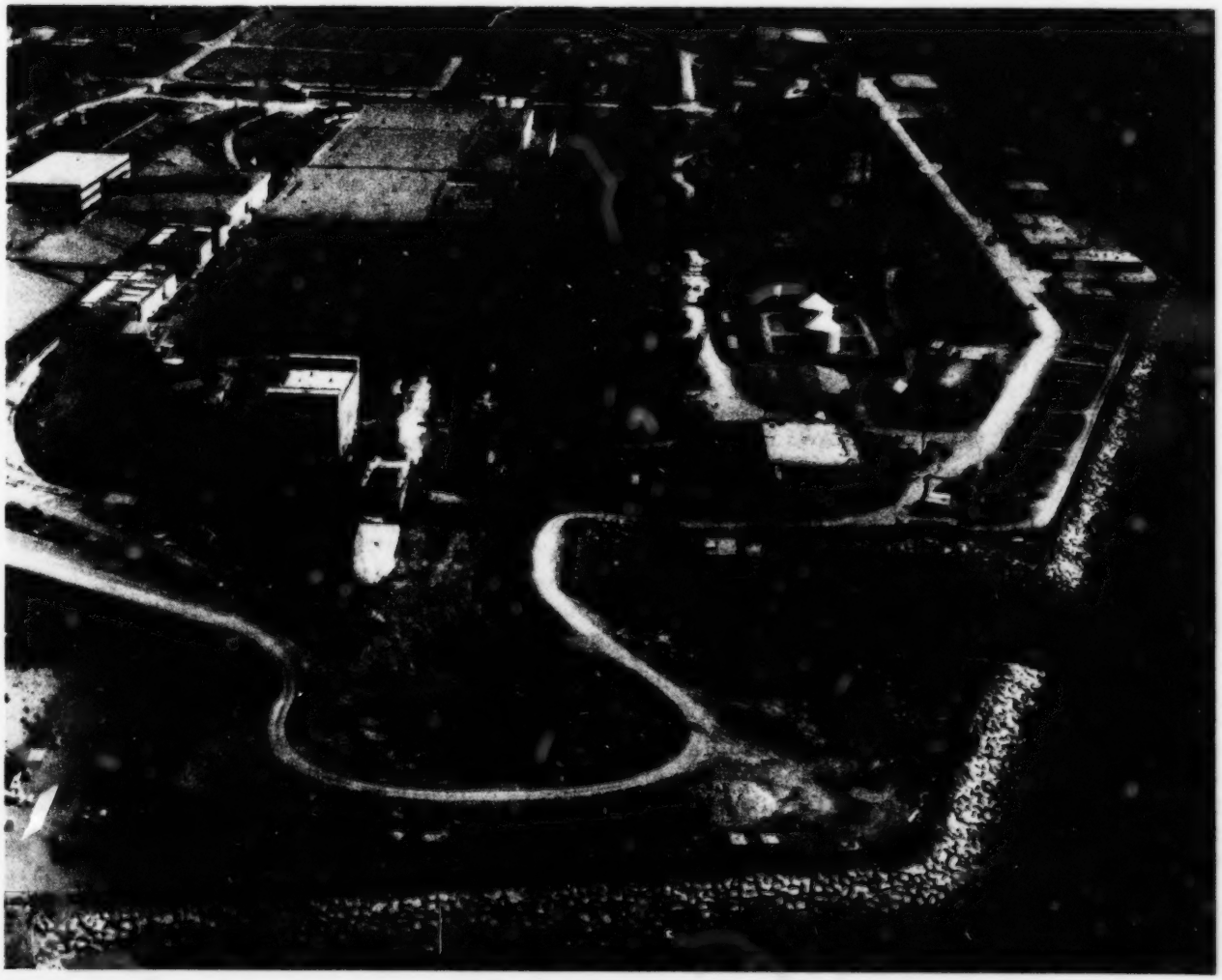
**Nouveau-Brunswick**

En tant que société publique, la Commission d'énergie du NouveauBrunswick fait rapport au gouvernement provincial, par l'entremise de son président qui est également membre du Conseil des ministres. Les tarifs et les activités reliées à l'exploitation sont réglementés par une commission de neuf membres établie par le Lieutenant-gouverneur du Nouveau-Brunswick. Le président et le vice-président du service public d'électricité siègent à la commission. Les recommandations de la commission sont adressées au conseil

provincial des ministres, qui tranche en matière de réglementation. À chaque année, également, un comité de la société publique passe en revue les tarifs d'électricité et les activités liées à l'exploitation.

**Québec**

Au Québec, les tarifs sont fixés par Hydro-Québec et doivent être approuvés par l'Assemblée législative de la province. Les activités de la société publique sont gérées par un Conseil d'administration de dix-sept membres, dont un président-directeur général.



Le chantier de construction le plus animé de l'Hydro-Ontario en 1985 était la centrale nucléaire Darlington, à l'est de Toronto. La centrale de quatre groupes, dont la capacité est de 3 600 MW, devrait être en pleine activité en l'an 1992.

**Ontario**

Les activités d'Hydro-Ontario sont régies par la Power Corporation Act et la société fait rapport au gouvernement provincial par l'entremise du ministre de l'Énergie. La gestion de la société relève de la direction du Conseil d'administration. Les changements de tarifs proposés sont adressés à la Commission de l'énergie de l'Ontario (CÉO), par l'intermédiaire du ministre de l'Énergie, pour être évalués lors de la tenue d'audiences publiques.

Toutefois, le Conseil d'administration de la société publique est habilité à fixer les tarifs de la société et peut accepter ou rejeter les recommandations formulées par la CÉO.

En ce qui a trait à l'expansion des installations de production et de transport, Hydro-Ontario est régie par une Commission d'enquête conjointe. La commission regroupe des membres de la Commission des évaluations environnementales et des membres de la Commission des affaires municipales de l'Ontario.

**Manitoba**

En vertu de la Manitoba Hydro Act, les tarifs sont fixés par la Manitoba Hydro et entérinés par la Commission des services publics. La Commission conseille le gouvernement provincial, et c'est le lieutenant-gouverneur en conseil qui a le dernier mot en matière de tarifs et de questions liées aux approvisionnements en électricité.

**Saskatchewan**

La Saskatchewan Power Corporation (SPC) est régie par un Conseil d'administration qui s'occupe de la gestion et de l'exploitation de cette société de la Couronne. Les membres du Conseil sont nommés par le gouvernement provincial et font état de leurs activités devant le Crown Management Board de la province. Les tarifs imposés aux abonnés à l'électricité doivent être approuvés par la Commission d'examen des services publics de la Saskatchewan.

**Alberta**

En ce qui a trait à l'expansion des installations de production et de transport d'une part, et aux changements apportés aux zones de service d'autre part, la TransAlta Utilities Corporation, la Alberta Power Limited et la Edmonton Power sont sous la juridiction de la Commission de conservation des ressources énergétiques. Les évaluations environnementales et sociales de même que les projets de réduction des répercussions environnementales doivent être présentés à la Commission en même temps que les demandes d'autorisation pour la construction. Il revient au gouvernement albertain d'approuver, par un arrêté en conseil, les recommandations de la Commission concernant les centrales de production.

Les trois services publics participent au programme de mise en commun des coûts de la Electric Energy Marketing Agency (EEMA). La EEMA a été créée en 1982 par

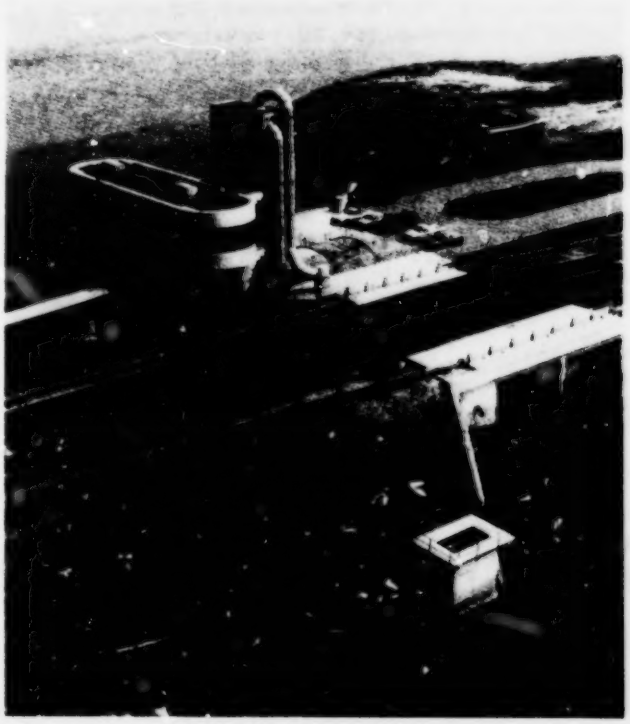
le gouvernement provincial dans le but de niveler les coûts de l'énergie électrique à travers la province. Dans le cadre des lois qui régissent la EEMA, les coûts de production et de transport de l'électricité doivent être réglementés par la Commission des services publics. La Commission approuve également les prix de vente de l'électricité à la EEMA. La EEMA établit une moyenne des coûts demandés par les services publics et revend l'électricité aux mêmes services publics, à un prix moyen.

**Colombie-Britannique**

La Commission des services publics de la Colombie-Britannique (CSPCB) supervise les activités de la BC Hydro. Sa compétence s'étend aux projets d'expansion du réseau, à l'exploitation, aux transactions financières et aux barèmes tarifaires. La Cominco Limitée, qui exploite des centrales de production et des installations de distribution à des fins industrielles, n'est pas assujettie à la réglementation de la CSPCB. C'est la West Kootenay Power & Light Co. qui exploite et entretient les installations de la Cominco, en vertu d'un contrat de gestion. Les services assurés par la West Kootenay à ses clients directs sont assujettis à la réglementation de la CSPCB. Les nouvelles exportations d'électricité requièrent des permis de la CSPCB, suite à l'approbation du lieutenant-gouverneur en conseil.

**Yukon et Territories du Nord-Ouest**

En vertu de la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien, la Commission doit s'autofinancer à même les revenus tirés des zones tarifaires du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest. Ainsi les tarifs imposés par les services publics doivent générer suffisamment de revenus pour couvrir les frais d'intérêt et de principal sur les prêts du gouvernement fédéral à la Commission et les coûts d'exploitation de ladite Commission.



L'usine marémotrice Annapolis, en Nouvelle-Écosse, d'une capacité de 20 MW, est la première du genre en Amérique du Nord.

## CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ EN 1985

Après un taux de croissance de 7,1 % en 1984, la demande d'électricité a connu une nouvelle augmentation en 1985, son taux de croissance se chiffrant à 5,3 %. Comme en 1984, cette augmentation était attribuable à la situation économique au pays. Le Produit intérieur brut réel (PIB) qui, historiquement, entre en corrélation avec la demande d'électricité, a augmenté de 4,5 % en 1985. Cet accroissement annuel est le deuxième plus élevé depuis 1977, se situant dans la foulée du 4,8 % d'augmentation enregistré en 1984.

L'augmentaion de la consommation d'électricité est aussi attribuable à d'autres facteurs, tels un hiver passablement froid et la tendance à passer du chauffage au mazout au chauffage à l'électricité dans le secteur domiciliare. Cette tendance a été encouragée, entre autres, par le gouvernement fédéral; ce dernier a instauré un programme en vertu duquel les consommateurs admissibles ont reçu des subventions imposables en vue de compenser les coûts de conversion. D'octobre 1980 à mars 1985, environ 988 000 propriétaires ont converti leur système de chauffage au mazout à une autre source d'énergie. Dans la majeure partie des cas (45 % du total), les propriétaires ont adopté l'électricité comme mode de chauffage.

En raison de la forte augmention de la demande, l'importance relative de l'électricité au sein de l'économie canadienne a continué de croître en 1985. La quantité d'électricité consommée, exprimée en kilowatts-heures par dollar du PIB réel ($ de 1971), a été de 3,12 en 1985, comparativement à 3,09 en 1984, à 2,89 en 1980, à 2,65 en 1975, et à 2,58 en 1970. Ceci représente une augmentation d'environ 21 % pour la période qui s'étend de 1970 à 1985.

Le tableau 7 montre le taux de croissance de la demande d'électricité par province et par principaux services publics pour l'année 1985. Ce taux a beaucoup varié d'une province à l'autre; de 7,4 % en Colombie-Britannique, il passe à 1,0 % pour le Nouveau-Brunswick. De tous les grands services publics, Hydro-Québec est celui qui a enregistré le taux d'augmentation le plus élevé (9,4 %), et ce pour la deuxième année consécutive, suivi de la BC Hydro chez laquelle l'augmentation de la demande est de l'ordre de 8,1 %.

L'augmentation de 7,4 % de la demande d'électricité en Colombie-Britannique pour l'année 1985 est attribuable en grande partie à l'augmentation de la charge industrielle. L'industrie des pâtes et papiers a recommencé à fonctionner à pleine capacité à la suite d'une grève qui s'est terminée en avril; l'industrie du bois fonctionnait également à pleine capacité. Ces deux industries consomment d'imposantes quantités d'électricité. Au Québec, la forte croissance de la demande d'électricité est attribuable en partie à la réussite des programmes de mise en marché créés par la société Hydro-Québec; ces programmes ont accéléré la conversion des systèmes de chauffage au mazout et ont augmenté la consommation d'électricité dans le secteur industriel. D'octobre 1980 à mars 1985, 403 351 propriétaires ont converti leur système de chauffage au mazout à un autre système; de ce nombre, environ 78 % ont adopté l'électricité comme mode de chauffage.

Le tableau 8 indique la consommation et la production d'électricité par province. Ce tableau présente également des données relatives aux exportations (interprovinciales et internationales) et aux importations; ces chiffres rendent compte de la différence entre la production et la consommation à l'intérieur de chaque province. Notons que le Québec a été le plus important producteur et consommateur d'électricité en 1985, tandis que la Colombie-Britannique s'est classée première en matière d'exportations internationales.

Tableau 7. Pourcentage d'augmentation de la demande d'électricité en 1985

| | Province | Grands services publics |
|---|---|---|
| Terre-Neuve | 3,1 | 5,4 |
| Île-du-Prince-Édouard | 6,5 | 6,5 |
| Nouvelle-Écosse | 5,8 | 4,9 |
| Nouveau-Brunswick | 1,0 | 3,1 |
| Québec | 6,9 | 9,4 |
| Ontario | 3,4 | 3,3 |
| Manitoba | 4,2 | 3,3 |
| Saskatchewan | 2,0 | 2,2 |
| Alberta | 7,0 | 6,5 |
| Colombie-Britannique | 7,4 | 8,1 |
| Yukon/T.N.-O. | -2,5 | 0,4 |
| Canada | 5,3 | 6,1 |

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada.

Le tableau 9 donne un aperçu de la demande d'électricité par secteur, de 1980 à 1985. Le secteur industriel est le plus grand consommateur d'électricité. De 1980 à 1985, on attribue à ce secteur 51 % de la consommation totale; il est suivi du secteur résidentiel (25 %), du secteur commercial (22 %), et du secteur agricole (2 %).

La Newfoundland Light and Power Company Limited, dont c'était le centenaire en 1985, a souligné cet événement en transformant sa centrale hydro-électrique Victoria en un musée où elle exposait une turbine du début du siècle.

## PRÉVISIONS RELATIVES À LA DEMANDE

La demande d'électricité fluctue selon l'activité économique, les mouvements démographiques, les coûts de l'électricité, les coûts d'autres types d'énergie, la politique énergétique et les conditions climatiques. L'activité économique constitue la variable la plus importante et a traditionnellement été considérée par les services publics comme le facteur clé permettant de prévoir la demande totale d'électricité.

La figure 1 illustre l'étroite relation historique entre le rendement économique per capita, mesuré d'après le PIB, et la demande d'électricité per capita. Même si la relation historique entre la croissance économique nationale et la demande d'électricté a été faussée de 1979 à 1983, elle tend à se réaffirmer depuis 1984.

Le tableau 10 fait état des taux de croissance du PIB réel, de la population, de la demande d'énergie primaire et de la demande d'énergie électrique. Ce tableau présente également les prévisions d'Énergie, Mines et Ressources Canada (ÉMR) pour chacune de ces variables de 1985 à l'an 2000.

Tableau 8. Consommation provinciale d'électricité en 1985 (GWh)

| Province | Production | Exportations: aux provinces | Exportations: É.-U. | Importations | Consommation |
|---|---|---|---|---|---|
| T.-N. | 41 387 | 31 837 | - | - | 9 550 |
| Î.-P.-É. | 2 | - | - | 575 | 577 |
| N.-É. | 7 511 | 199 | - | 350 | 7 662 |
| N.-B. | 11 422 | 927 | 6 093 | 6 038 | 10 440 |
| Qc | 136 727 | 14 491 | 9 581 | 31 881 | 144 536 |
| Ont. | 121 661 | 44 | 10 563 | 11 333 | 122 387 |
| Man. | 22 742 | 2 524 | 5 660 | 1 283 | 15 841 |
| Sask. | 11 816 | 1 236 | 163 | 1 649 | 12 066 |
| Alb. | 33 253 | 243 | - | 280 | 33 290 |
| C.-B. | 59 126 | 275 | 10 956 | 1 080 | 48 975 |
| T.N.-O./Yuk. | 766 | - | - | - | 766 |
| Canada | 446 413 | 51 776 | 43 016 | 54 469 | 406 090 |

Source: Direction de l'énergie électrique, Énergie, Mines et Ressources Canada.

Tableau 9. Demande totale d'électricité au Canada, par secteur, 1980-1985

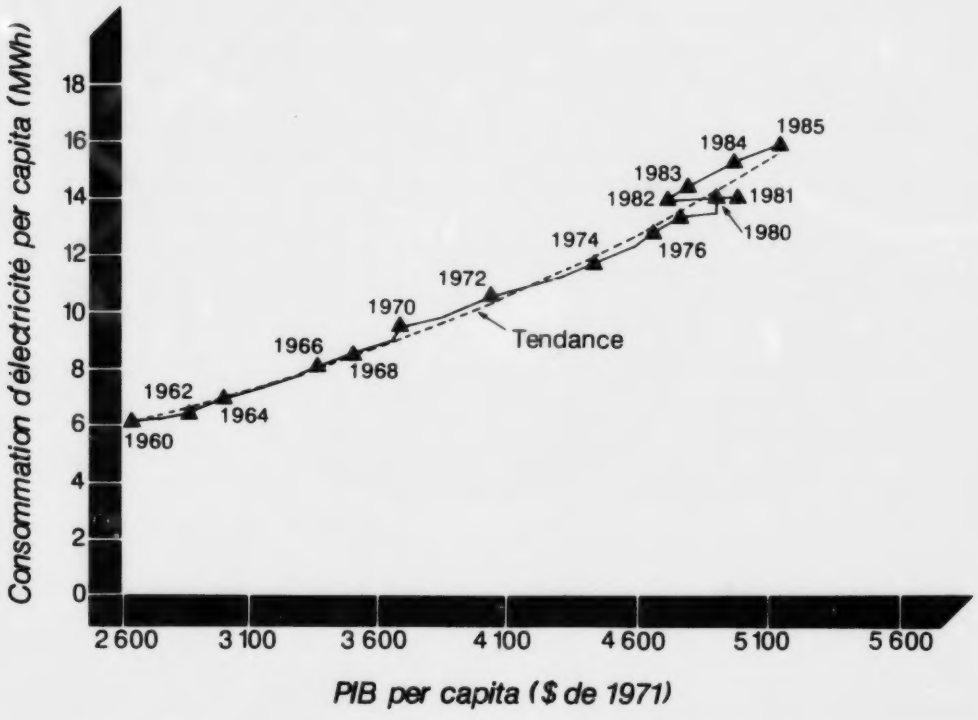
| | 1980 | | 1981 | | 1982 | | 1983 | | 1984 | | 1985 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | TWh | % | TWh | % | TWh | % | TWh | % | TWh | % | TWh | % |
| Résidentiel | 85,6 | 25 | 86,9 | 25 | 87,5 | 25 | 90,4 | 25 | 97,3 | 25 | 102,4 | 25 |
| Agricole | 7,9 | 2 | 8,0 | 2 | 8,0 | 2 | 8,3 | 2 | 8,9 | 2 | 9,4 | 2 |
| Commercial | 74,2 | 22 | 75,4 | 22 | 75,4 | 22 | 78,6 | 22 | 84,3 | 22 | 88,7 | 22 |
| Industriel | 171,7 | 51 | 174,3 | 51 | 174,2 | 51 | 182,5 | 51 | 195,0 | 51 | 205,5 | 51 |
| Total | 339,4 | 100 | 344,6 | 100 | 345,1 | 100 | 359,8 | 100 | 385,5 | 100 | 406,1 | 100 |

Source: Energy Information Handbook, Énergie, Mines et Ressources Canada, avril 1986.

Figure 1

**Relation historique entre la demande d'électricité et le PIB**

*1960-1985*




Puisque la croissance économique et l'expansion démographique devraient être beaucoup plus lentes au cours des 15 prochaines années qu'au cours des 26 dernières, l'augmentation de la demande d'électricité devrait ralentir également. Cependant, d'après les prévisions au tableau 10, l'énergie électrique est appelée à jouer un rôle de plus en plus important au Canada. Le pourcentage de l'énergie primaire fournie sous forme d'électricité devrait passer de 43 % en 1985 à environ 44 % en 1990 et à 46 % en l'an 2000.

Tableau 10. Taux antérieurs et prévus de croissance annuelle (%)

| | 1960-85 | 1974-85 | 1985-2000 |
|---|---|---|---|
| PIB réel | 4,2 | 2,5 | 2,5 |
| Population | 1,4 | 1,2 | 0,6 |
| Énergie primaire | 3,6 | 1,3 | 2,5 |
| Énergie électrique | 5,4 | 3,9 | 2,9 |

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada.

Le tableau 11 donne un aperçu des prévisions relatives à la demande d'après les grands services publics d'électricité, prévisions qui ont été fournies à ÉMR en janvier 1986. Les prévisions indiquées entre parenthèses sont celles de l'an dernier; elles montrent bien les les fluctuations de perception dans ce domaine. À l'exception de Terre-Neuve, de la Nouvelle-Écosse, du Manitoba et de l'Alberta, tous les services publics ont augmenté leurs prévisions de croissance pour la période allant de 1985 à l'an 2000, comparativement aux données fournies en janvier 1985.

Tableau 11. Prévisions de la demande d'électricité établies par les services publics jusqu'en janvier 1986* (%)

| | 1985-1990 | 1990-2000 | 1985-2000 |
|---|---|---|---|
| T.-N. | 2,2 (2,8) | 2,5 (2,9) | 2,4 (2,9) |
| Î.-P.-É. | 3,4 (3,2) | 2,7 (2,7) | 3,0 (2,9) |
| N.-É. | 3,3 (4,0) | 3,8 (3,7) | 3,6 (3,8) |
| N.-B. | 4,2 (3,1) | 2,2 (2,3) | 2,8 (2,5) |
| Qc | 1,8 (1,2) | 1,8 (2,0) | 1,8 (1,7) |
| Ont. | 3,6 (2,4) | 2,1 (2,3) | 2,6 (2,3) |
| Man. | 2,6 (3,2) | 2,0 (2,5) | 2,2 (2,7) |
| Sask. | 3,3 (2,2) | 2,0 (2,2) | 2,4 (2,2) |
| Alb. | 4,2 (4,1) | 3,0 (3,6) | 3,4 (3,8) |
| C.-B. | 1,7 (2,0) | 1,9 (1,4) | 1,9 (1,6) |
| T.N.-O./ Yuk. | -0,5 (0,8) | 0,8 (0,5) | 0,4 (0,6) |
| Canada | 2,7 (2,1) | 2,1 (2,2) | 2,3 (2,2) |

* Les prévisions indiquées entre parenthèses sont celles de l'an dernier.

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada - Questionnaire distribué aux services publics.

Étant donné la difficulté de prévoir avec certitude la demande d'électricité, la plupart des services publics préfèrent dorénavant établir une gamme de prévisions et attribuer à chacune une probabilité statistique. Les services publics utilisent aussi des méthodes de planification aux options plus souples. Plutôt que d'essayer de planifier la capacité de production uniquement en fonction des niveaux que la demande pourrait éventuellement atteindre, les services publics cherchent maintenant à modifier les besoins en demande de pointe par des moyens tels que la gestion de charge directe, tout en assurant une capacité de production suffisante pour répondre à la demande prévue, selon des hypothèses raisonnables concernant les taux d'augmentation.

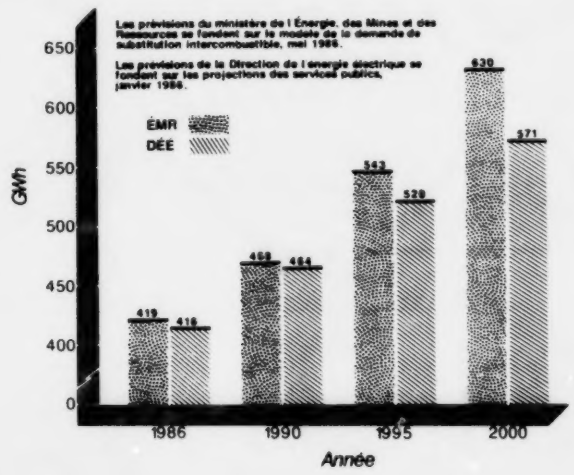
La figure 2 montre différentes prévisions relatives à la demande d'électricité. Sont incluses les toutes dernières prévisions d'ÉMR, fondées sur son modèle de demande de substitution intercombustible, de même que les prévisions élaborées par la Direction de l'énergie électrique à partir des projections fournies par les grands services publics.

## DEMANDE DE POINTE

La demande de pointe a augmenté de 4,8 % au Canada en 1985, pour passer à environ 72 367 MW (comparativement à 69 044 MW en 1984). Cette augmentation est beaucoup plus élevée que les 3,6 % enregistrés en 1984. D'après les prévisions des services publics d'électricité, la demande de pointe devrait augmenter de 2,4 % par année, pour atteindre 104 000 MW vers l'an 2000. Ce taux de croissance est légèrement supérieur aux estimations de l'an dernier (2,1 %). Cette année, les services publics ont haussé leurs prévisions relativement à la demande totale d'énergie et à la demande de pointe, ce qui reflète leur confiance en l'accroissement futur de la charge. Le tableau 12 présente les prévisions relatives aux taux d'accroissement de la demande de pointe dans toutes les provinces et les territoires, établies à partir des prévisions des principaux services publics d'électricité pour la période allant de 1985 à l'an 2000.

Figure 2

**Prévisions de la demande d'énergie électrique**



## FACTEUR DE CHARGE

Tel que mentionné dans une section antérieure, la demande d'énergie a augmenté à un rythme plus rapide que la demande de pointe en 1985. Le taux d'augmentation de la demande d'énergie a été de 5,3 % et celui de la demande de pointe de 4,8 %. Le facteur de charge a augmenté de 0,6 % dans l'ensemble du Canada, passant de 63,7 % en 1984 à 64,1 % en 1985. Le tableau 13 donne les facteurs de charge pour chaque province et pour l'ensemble du Canada, au cours de la période qui s'étend de 1985 à l'an 2000. (Le facteur de charge se définit comme le ratio de la demande moyenne et de la demande de pointe, là où la demande moyenne est égale à la consommation d'énergie/8 700 (heures/an).)

Tableau 12. Taux d'augmentation de la demande de pointe (%)

| | 1985-1990 | 1990-2000 | 1985-2000 |
|---|---|---|---|
| T.-N. | 2,7 | 2,8 | 2,8 |
| Î.-P.-É. | 3,4 | 2,7 | 2,9 |
| N.-É. | 4,2 | 3,7 | 3,9 |
| N.-B. | 4,7 | 2,2 | 3,0 |
| Qc | 2,7 | 2,1 | 2,3 |
| Ont. | 1,6 | 2,4 | 2,2 |
| Man. | 3,4 | 2,0 | 2,5 |
| Sask. | 3,7 | 2,0 | 2,6 |
| Alb. | 3,8 | 2,8 | 3,1 |
| C.-B. | 2,3 | 1,9 | 2,0 |
| T.N.-O./ Yuk. | 1,1 | 0,8 | 0,9 |
| Canada | 2,6 | 2,3 | 2,4 |

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada - Questionnaire distribué aux services publics.

Tableau 13. Facteurs de charge au Canada (%)

| | 1985 | 1990 | 2000 |
|---|---|---|---|
| T.-N. | 62,8 | 61,2 | 59,3 |
| Î.-P.-É. | 60,3 | 60,4 | 60,5 |
| N.-É. | 63,9 | 61,0 | 61,1 |
| N.-B. | 61,0 | 59,6 | 59,6 |
| Qc | 62,7 | 59,9 | 58,1 |
| Ont. | 64,6 | 71,3 | 68,6 |
| Man. | 59,4 | 57,2 | 56,9 |
| Sask. | 61,0 | 59,6 | 60,0 |
| Alb. | 69,7 | 70,9 | 72,1 |
| C.-B. | 67,2 | 65,2 | 65,5 |
| T.N.-O./ Yuk. | 56,8 | 52,3 | 52,4 |
| Canada | 64,1 | 64,5 | 63,0 |

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada - Questionnaire distribué aux services publics.

## PRODUCTION D'ÉNERGIE

La production d'électricité a augmenté de 5,1 % en 1985, pour passer à 446 TWh. De cette production, 406 TWh ont été utilisés au Canada, tandis que le reste a été exporté. Les sources de production paraissent au tableau 14. Les principales centrales de production au Canada sont indiquées à la figure 3.

Tableau 14. Sources de production d'électricité

| Type de production | Production de 1985 (%) | Augmentation par rapport à 1984 (%) |
|---|---|---|
| Hydro-électrique | 67 | 6,2 |
| Thermique | 20 | -3,9 |
| Nucléaire | 13 | 15,9 |

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada - Questionnaire distribué aux services publics.

Figure 3

**Principales centrales de production au Canada (MW)**

Figure 4

**Production d'énergie selon le type de combustible**

*% du total provincial, 1985*

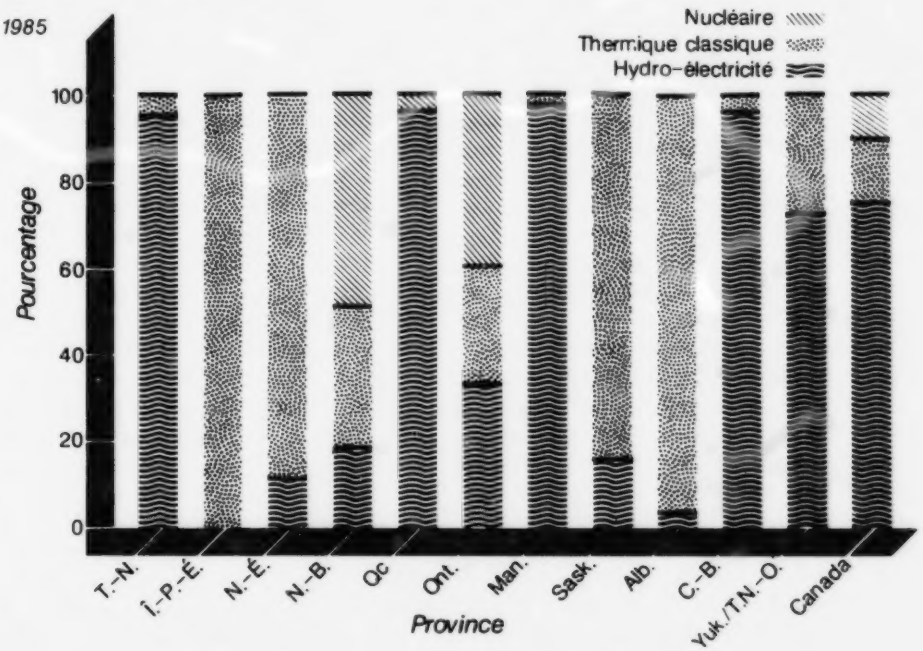
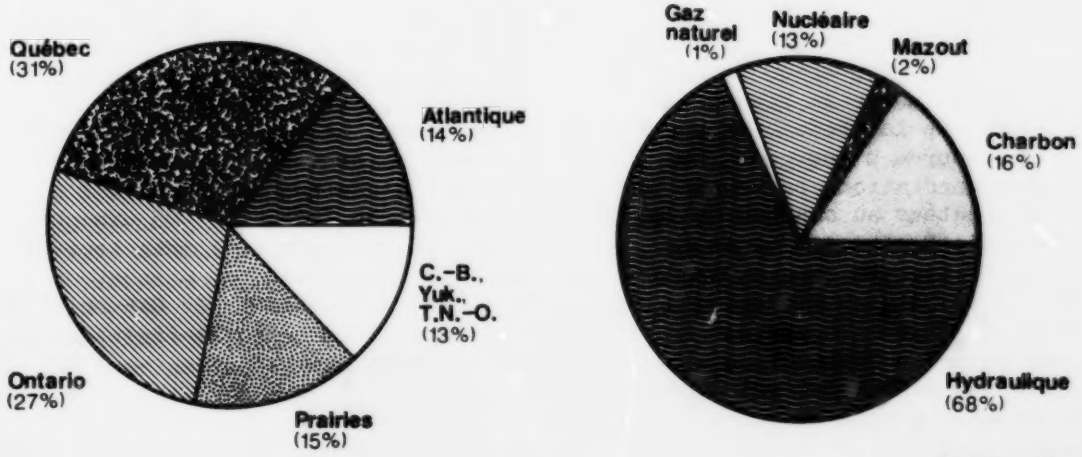



Figure 5

**Production par région et production par source d'énergie**

*1985*




**Total: 446 413 GWh**

L'augmentation de la production hydro-électrique est essentiellement attribuable à une nouvelle production en provenance de la Baie James au Québec (14 000 GWh) et de Revelstoke en Colombie-Britannique (3 000 GWh). La production d'électricité à partir de combustibles fossiles a baissé de 3,9 % en 1985. Cette production représentait 20 % de la production totale d'électricité, une réduction de 2 % par rapport à 1984. La production au charbon a diminué de 7 %, en raison d'une réduction dans ce type de production en Ontario. Toutefois, la production d'électricité à partir de centrales alimentées au mazout a augmenté de 14 %; cette augmentation est principalement attribuable à l'accroissement de ce type de production à Terre-Neuve.

La production d'électricité à partir du gaz naturel a augmenté de 30 %. Cette hausse est attribuable à l'utilisation industrielle du gaz naturel en Alberta. La production d'énergie nucléaire a augmenté de 15,9 %, principalement du fait de l'ouverture de la centrale Pickering B7 en janvier 1985 et de la centrale Bruce B5 en mars 1985.

La figure 4 et le tableau 4A indiquent la production d'énergie selon le type de combustible, tandis que la figure 5 donne un aperçu de la production par région et par source d'énergie. Les principales augmentations provenant de centrales alimentées au charbon ont eu lieu en Nouvelle-Écosse (13 %) et en Saskatchewan (2 %). Ce type de production a baissé de 21 % au Nouveau-Brunswick et de 19 % en Ontario. En Alberta, en Colombie-Britannique et en Ontario, les industries ont principalement recours au gaz naturel pour produire de l'électricité. Par ailleurs, la production provenant de centrales alimentées au gaz naturel a baissé de 77 % en Colombie-Britannique, tandis qu'elle augmentait de 14 % en Alberta et de 46 % en Ontario. Le chapitre 6 traite des besoins en combustibles de ces provinces.

À Terre-Neuve, l'augmentation de la production d'électricité à partir de centrales alimentées au mazout est attribuable à la diminution de la production d'hydro-électricité dans cette province. En Nouvelle-Écosse, la production hydro-électrique a diminué, ayant été remplacée par une production au charbon. Au Nouveau-Brunswick, le degré élevé de production à partir du mazout a été maintenu, étant donné les obligations de cette province en matière d'exportations; environ 60 % de cette production au mazout a été exportée vers les États-Unis.

La production de type nucléaire compte pour 13 % de l'énergie électrique produite en 1985. Au Québec, la centrale Gentilly II a légèrement diminué sa production, passant de 3 422 GWh en 1984 à 3 209 GWh en 1985. En Ontario, deux nouvelles centrales ont été exploitées et le Nouveau-Brunswick a aussi enregistré une hausse de production. La production d'électricité à partir de centrales nucléaires a augmenté d'environ 16 %, passant de 49 226 GWh en 1984 à 57 095 GWh en 1985. La centrale de Pointe Lepreau a augmenté sa production, passant de 5 011 GWh en 1984 à 5 427 GWh en 1985; environ 37 % de ce total était destiné à des exportations garanties vers les États-Unis.

## PRÉVISIONS RELATIVES À LA PRODUCTION

On trouvera au tableau 15 les prévisions établies par les services publics pour la production d'électricité, par type de combustible. Les données montrent que la production hydro-électrique continuera d'être la plus importante, malgré une légère diminution de sa part de la production totale; cette part passera de 67 % en 1986 à environ 60 % en l'an 2000. La production et la part du marché des centrales alimentées au charbon devraient diminuer de 1985 à 1990, puis augmenter progressivement pour atteindre 18 % de la production totale d'électricité d'ici l'an 2000. Cette diminution résulte principalement d'une politique d'Hydro-Ontario visant à réduire la production des centrales alimentées au charbon; leur production devrait passer de 30 TWh en 1985 à seulement 15 TWh en 1990. Cette forte diminution pourra être compensée par l'augmentation de la production des groupes nucléaires de Darlington.

Même si la chute des prix mondiaux du pétrole encourage l'utilisation à court terme des centrales au mazout, on ne s'attend pas à ce que ces bas prix se maintiennent bien longtemps. À longue échéance, les centrales alimentées au mazout continueront d'être utilisées pour répondre à la demande de pointe et pour desservir les régions éloignées. Après 1990, l'utilisation du mazout à des fins de production d'électricité devra augmenter, en raison de l'augmentation globale de la demande. D'ici l'an 2000, la contribution des centrales au mazout devrait se chiffrer à 2 % de la production totale d'électricité. Les centrales au gaz naturel continueront d'être faiblement utilisées; elles ne fourniront que 1 % de la production totale d'électricité d'ici l'an 2000.

La production des centrales nucléaires devrait augmenter à un rythme annuel moyen de 3,2 % de 1986 à l'an 2000, et sa part de la production totale d'électricité devrait passer de 15 % à 18 % au cours de cette période.

Tableau 15. Prévisions relatives à la production d'énergie électrique au Canada, selon le type de combustible

| | Production d'énergie (TWh) | | | | | | | Pourcentage de la production | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Charbon | Mazout | Gaz naturel | Nucléaire | Hydro-électricité | Autres | Total | Charbon | Mazout | Gaz naturel | Nucléaire | Hydro-électricité | Autres | Total |
| 1986 | 68,1 | 5,3 | 6,6 | 68,7 | 304,1 | 2,4 | 455,2 | 15 | 1 | 1 | 15 | 67 | 1 | 100 |
| 1990 | 66,0 | 8,7 | 8,3 | 98,2 | 320,2 | 2,9 | 504,3 | 13 | 2 | 2 | 19 | 63 | 1 | 100 |
| 1995 | 81,2 | 9,5 | 10,1 | 112,4 | 335,7 | 3,9 | 552,8 | 15 | 2 | 2 | 20 | 60 | 1 | 100 |
| 2000 | 106,1 | 10,3 | 9,9 | 106,7 | 366,3 | 4,5 | 603,8 | 18 | 2 | 1 | 18 | 60 | 1 | 100 |

Source: Énergie, Mines et Ressources, selon les prévisions fournies par les services publics et l'Office national de l'énergie.

# *Capacité et marges de réserve*

**AUGMENTATIONS**

En 1985, la capacité de production a augmenté de 2 897 MW pour passer à 97 948 MW à la fin de l'année, soit une augmentation de 3,1 % par rapport à 1984. Les augmentations totales se chiffrent à 1 346 MW pour les centrales nucléaires, à 1 345 MW pour les centrales hydro-électriques et à 206 MW pour les centrales alimentées au charbon, soit des augmentations respectives de 47 %, 46 % et 7 %. Un résumé des principales augmentations est présenté au tableau 16 ci-dessous.

Le tableau A2 montre la capacité installée par type de combustible et par province pour l'année 1985; ces mêmes données sont illustrées à la figure 6. La figure 7 indique la capacité installée par région et la capacité installée par source d'énergie au Canada. À la figure 8, le graphique donne un aperçu de la progression de la capacité installée au Canada, pour la période allant de 1960 à 1985. Même si la part du marché de l'hydro-électricité a diminué depuis 1960, cette source de production n'en demeure pas moins la plus importante, puisqu'elle a compté pour 59 % de la capacité installée en 1985.

Tableau 16. Principales augmentations en matière de capacité de production pour l'année 1985

| Augmentations | Projet | Genre de centrale | Nombre de groupes | Capacité (MW) |
|---|---|---|---|---|
| Terre-Neuve | Cat Arm | Hydro-électrique | 2 | 127 |
| Québec | La Grande 4 | Hydro-électrique | 2 | 589 |
| Ontario | Atikokan | Vapeur (charbon) | 1 | 206 |
| | Bruce B | Nucléaire | 1 | 830 |
| | Pickering B | Nucléaire | 1 | 516 |
| Saskatchewan | Nipawin | Hydro-électrique | 1 | 168 |
| Colombie-Britannique | Revelstoke | Hydro-électrique | 1 | 461 |

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada - Questionnaire distribué aux services publics.

Figure 6

**Capacité installée selon le type de combustible**

*% du total provincial, 1985*

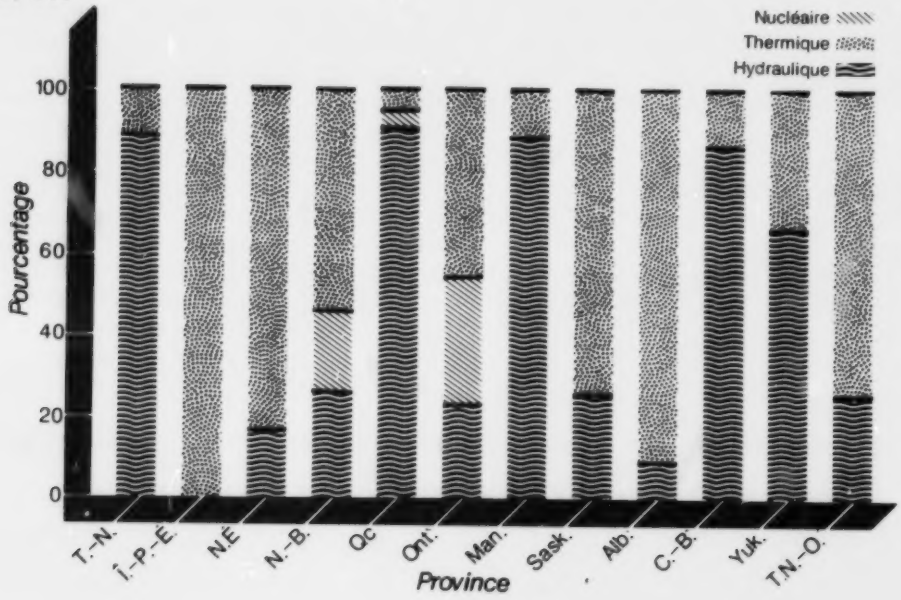
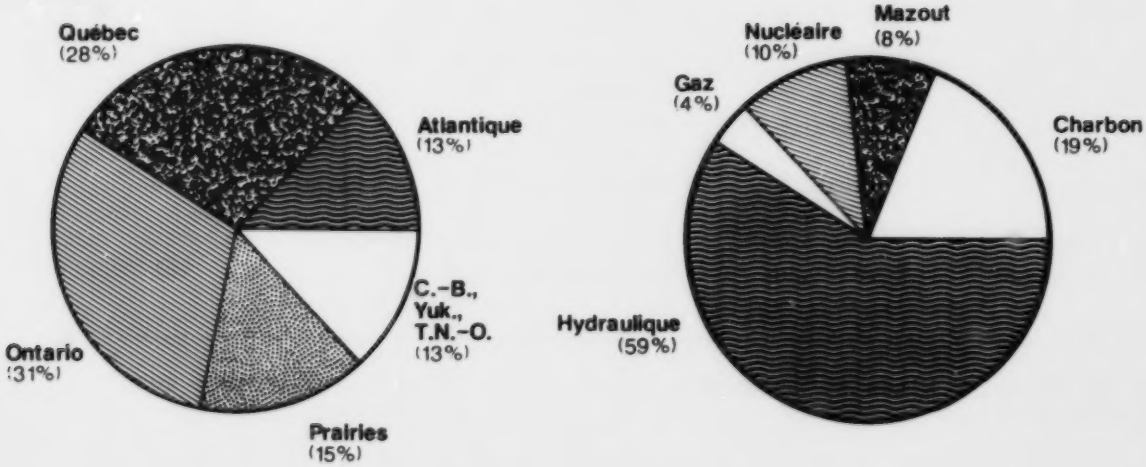



Figure 7

**Capacité par région et capacité par source d'énergie**

*1985*

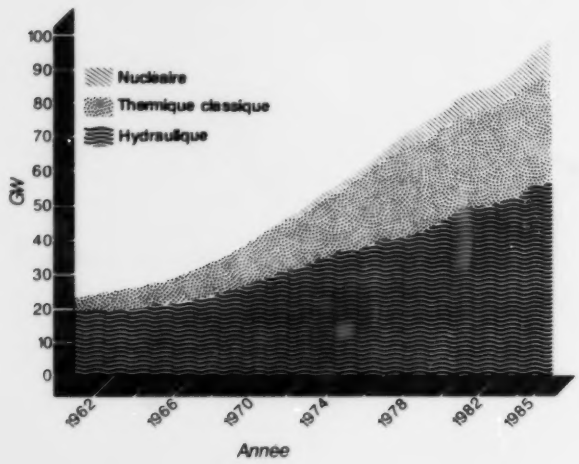



**Total: 97 948 MW**

Figure 8

**Progression de la puissance installée par type de combustible**

*1960-1985*




## PRÉVISIONS RELATIVES À LA CAPACITÉ DE PRODUCTION

Pour être en mesure de répondre à l'augmentation prévue de la demande d'électricité, la capacité de production installée devra augmenter à un rythme annuel moyen de 0,9 % et passer de près de 98 000 MW à la fin de 1985 à 110 000 MW d'ici la fin du siècle. Le fait que ce niveau de croissance soit de beaucoup inférieur à celui de la demande de pointe d'une part, et à celui de la demande d'énergie d'autre part, s'explique par l'excédent actuel de la capacité de production dans certaines provinces. Des prévisions sur la capacité de production selon la source d'énergie sont présentées au tableau 17.

Au cours des 15 prochaines années, les centrales hydro-électriques continueront de fournir la plus grande part de la capacité totale. Leur contribution, qui représente 58 % de l'ensemble, devrait demeurer relativement stable au cours de la période prévue. La capacité des centrales nucléaires doit passer de 10 % de la capacité totale en 1986 à 13 % en 1990, et à 14 % en 1995; elle baissera ensuite, de façon à atteindre 13 % en l'an 2000. Si la capacité des centrales alimentées au charbon n'est censée augmenter que modérément au cours de la période visée par les prévisions, leur part de la capacité totale devrait cependant se maintenir autour de 18 %. La part de capacité des centrales alimentées au gaz naturel se maintiendra également; elle restera à 4 % durant la période qui s'étend de 1986 à l'an 2000. La capacité des centrales alimentées au mazout devrait augmenter légèrement, même si leur part de la capacité totale doit diminuer quelque peu, passant de 8 % en 1985 à 6 % en l'an 2000. Ainsi les sources thermiques, nucléaires et hydrauliques continueront de fournir la plus grande partie de la production canadienne. Ces trois sources ont compté pour 88 % de la capacité totale en 1985, et ce pourcentage devrait augmenter légèrement, passant à 89 % d'ici l'an 2000.

## MARGES DE RÉSERVE

À partir de la Seconde Guerre mondiale, l'accroissement de la demande d'électricité au Canada s'étale sur deux périodes distinctes. De 1947 à 1974, la demande a connu une augmentation rapide, avec un taux d'augmentation moyen de 6,8 % par an. Après la crise du pétrole de 1973 et 1974, ce rythme de croissance a ralenti; de 1975 à 1984, le taux d'augmentation moyen de la demande se chiffrait à 3,9 % par an. La consommation d'électricité a même diminué en 1975 et en 1982.

Tableau 17. Prévisions relatives à la capacité de production installée au Canada, par type de combustible

| | Capacité installée (GW) | | | | | | | Pourcentage de la capacité installée | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Charbon | Mazout | Gaz naturel | Nucléaire | Hydro-électricité | Autres | Total | Charbon | Mazout | Gaz naturel | Nucléaire | Hydro-électricité | Autres | Total |
| 1986 | 18,0 | 7,5 | 3,9 | 10,2 | 56,6 | 0,5 | 96,7 | 19 | 8 | 4 | 10 | 58 | 1 | 100 |
| 1990 | 18,1 | 7,5 | 3,6 | 13,7 | 58,1 | 0,6 | 101,6 | 18 | 7 | 4 | 13 | 57 | 1 | 100 |
| 1995 | 20,2 | 7,5 | 4,3 | 15,4 | 61,9 | 0,7 | 110,0 | 18 | 7 | 4 | 14 | 56 | 1 | 100 |
| 2000 | 21,7 | 7,9 | 4,2 | 15,4 | 69,8 | 0,8 | 119,8 | 18 | 6 | 4 | 13 | 58 | 1 | 100 |

Source: Énergie, Mines et Ressources; données établies d'après les prévisions fournies par les services publics et l'Office national de l'énergie.

Ce passage d'une croissance rapide et soutenue à une croissance plus lente est à l'origine de l'excédent enregistré au niveau de la capacité de production. Au début des années 70, les projets de construction de nouvelles centrales étaient conçus en fonction d'une augmentation rapide et continue de la demande d'électricité; on visait également à remplacer la production à partir de combustibles fossiles par d'autres types de production. En raison d'un ralentissement marqué dans la croissance de la demande au cours des dernières années de la décennie, la capacité de production de certaines nouvelles centrales s'est avérée excédentaire.

## MARGE DE RÉSERVE ACTUELLE

La marge de réserve peut être définie comme l'excédent de la capacité installée par rapport à la charge maximale annuelle; elle est exprimée en pourcentage de cette charge maximale. La colonne 3 au tableau 12 fournit des données sur les marges de réserve des dix provinces en 1985. La Nouvelle-Écosse possède la marge la plus élevée (71 %), suivie du Nouveau-Brunswick (55 %), de la Colombie-Britannique (51 %), et de l'Ontario (36 %).

## BESOINS ASSOCIÉS À LA RÉSERVE DE LA CAPACITÉ

Dans le cours normal des choses, un réseau électrique se réserve une certaine partie de sa puissance installée en prévision de l'entretien régulier, des interruptions de courant et des demandes de pointe imprévues.

Ces besoins relatifs à la réserve de capacité varient selon les services publics, au gré de la capacité installée du réseau. La colonne 4 au tableau 18 montre les besoins associés à la réserve de capacité pour chaque province en 1985. Les besoins d'Hydro-Ontario sont les plus élevés (23 %), et ceux d'Hydro-Québec, les moins élevés (10 %).

## CAPACITÉ DE PRODUCTION SUPPLÉMENTAIRE

La capacité de production supplémentaire représente la marge de réserve moins les besoins associés à cette capacité de réserve. Même si la capacité de production supplémentaire se définit en fonction des besoins nationaux aux heures de pointe, cette capacité supplémentaire peut servir à approvisionner les marchés d'exportation. La colonne 5 au tableau 18 montre la capacité de produc- tion supplémentaire par province en 1985. En dépit d'une importante augmen- tation de la demande d'électricité en 1985, toutes les provinces, sauf l'Alberta, ont une capacité excédentaire. Au Nouveau-Brunswick, en Nouvelle-Écosse et en Colombie- Britannique, cette capacité de production supplémentaire atteint plus de 30 % et, pour l'ensemble du pays, l'excédent pondéré est de 14 %.

Tableau 18. Excédents de capacité installée en 1985

| | Capacité installée (MW) (1) | Demande de pointe (MW) (2) | Marge de réserve (%) (3)=(1-2)/2 x100 | Besoins associés à la capacité de réserve (%) (4) | Excédent net (%) (5)=(3)-(4) |
|---|---|---|---|---|---|
| T.-N. | 2 056 | 1 735 | 19 | 12 | 7 |
| Î.-P.-É. | 124 | 95 | 31 | 15 | 16 |
| N.-É. | 2 250 | 1 319 | 71 | 20 | 51 |
| N.-B. | 3 032 | 1 953 | 55 | 20 | 35 |
| Qc | 32 108 | 26 322 | 22 | 10 | 12 |
| Ont. | 29 395 | 21 644 | 36 | 23 | 13 |
| Man. | 3 948 | 3 043 | 30 | 15 | 15 |
| Sask. | 2 655 | 2 260 | 18 | 15 | 3 |
| Alb. | 6 623 | 5 456 | 22 | 22 | 0 |
| C.-B. | 12 533 | 8 322 | 51 | 15 | 36 |
| Canada* | 95 022 | 72 367 | 31 | 17 | 14 |

* Ces chiffres comprennent la capacité de la CENC.

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada.

# *Besoins en combustibles*

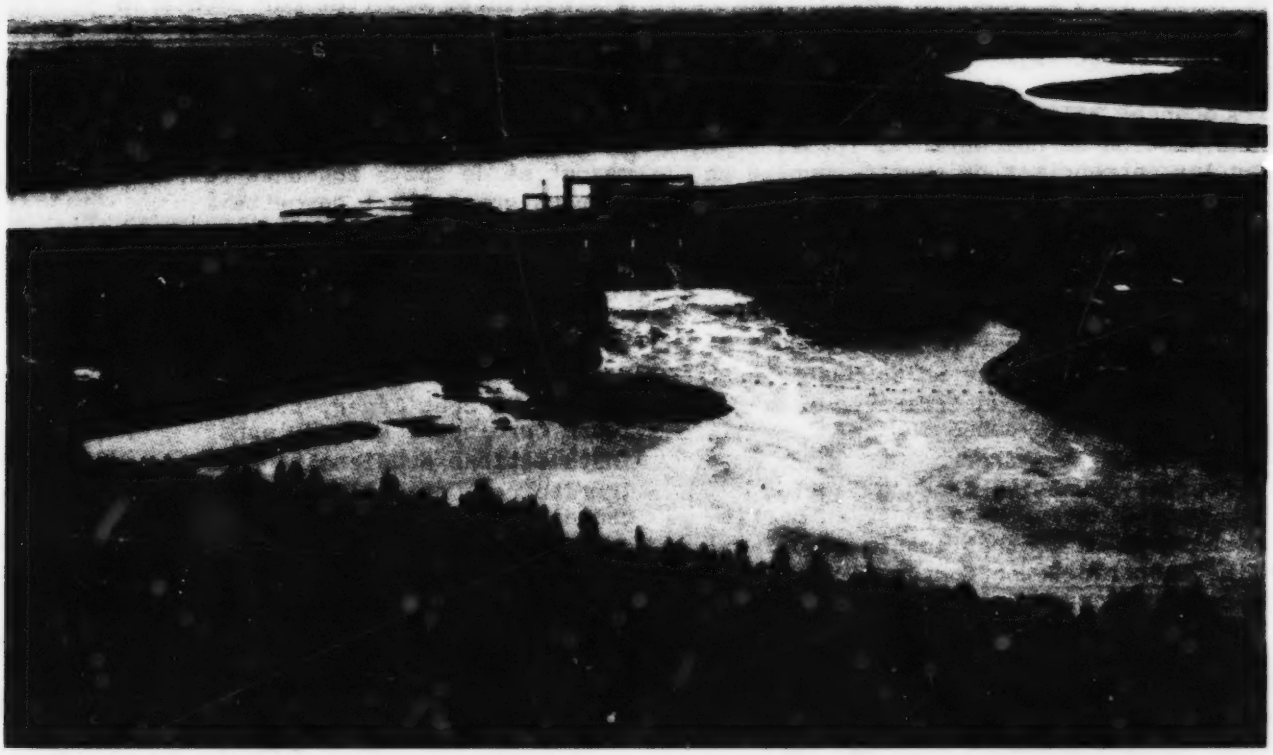
**UTILISATION DE COMBUSTIBLES EN 1985**

La production d'électricité à partir de centrales thermiques classiques et de centrales nucléaires se chiffrait à environ 146 TW en 1985, soit environ 32 % de la production totale. En termes de valeur calorifique, la quantité de combustibles utilisée pour cette production équivalait à 283 millions de barils de mazout. Le tableau 19 fournit des données relativement à la consommation de combustibles fossiles par les entreprises de service public en 1985. D'après ce tableau, l'Ontario a été le plus grand consommateur de combustibles; la consommation de cette province représente environ 57 % de la consommation totale du pays. L'Alberta se classe au deuxième rang, avec 20 % de la consommation totale en combustibles, et la Saskatchewan au troisième rang avec 8 % de cette consommation.

Le Nouveau-Brunswick demeure le plus grand consommateur de mazout, en partie en raison d'un contrat conclu avec la Maine Electric Power Company (MEPCo). En vertu de ce contrat, la Commission d'énergie du Nouveau-Brunswick a exporté une puissance garantie à la MEPCo à partir de sa centrale Coleson Cove, alimentée au charbon. Plus de 60 % de l'électricité produite à partir des centrales thermiques de la Commission d'énergie du Nouveau-Brunswick a été exportée à la MEPCo en 1985. Par ailleurs, le Nouveau-Brunswick est censé importer davantage d'hydro-électricité du Québec, ce qui lui permettra de réduire sa production d'électricité à partir de centrales alimentées au mazout.

Des changements significatifs sont survenus dans le secteur des sources de production d'électricité en 1985. Une baisse dans la consommation du charbon est attribuable à une diminution de 16 % des ventes à l'exportation de l'Ontario. En 1985, plus de 96 % de l'électricité exportée par l'Ontario provenait de centrales alimentées au charbon. L'accroissement de la consommation d'uranium est attribuable à la mise en service des centrales Bruce B et Pickering B. La consommation de mazout et de gaz a augmenté faiblement, la plus grande part de cette augmentation ayant eu lieu dans des établissements industriels qui produisent leur propre électricité.

Les provinces situées à l'ouest du Québec utilisent du pétrole canadien, surtout du brut léger, pour alimenter leurs turbines à gaz ou leurs installations au diesel. Dans les Territoires, on utilise du diesel canadien pour produire de l'électricité dans les petites localités éloignées. Tout le mazout consommé dans les régions de l'Atlantique et du Québec provient de l'étranger.



Le projet hydro-électrique Nipawin (252 MW) de la Saskatchewan Power Corporation était presque terminé à la fin de 1985. Le barrage principal, en construction, paraît à la gauche du déversoir.

Tableau 19. Consommation de combustibles fossiles par les services publics, 1985

| Province | Charbon ($10^3$ tonnes) | Mazout ($m^3$) | Gaz naturel ($10^6 m^3$) | Uranium ($10^3 g$) |
|---|---|---|---|---|
| Terre-Neuve | - | 459 132 | - | - |
| Île-du-Prince-Édouard | 64 | 5 630 | - | - |
| Nouvelle-Écosse | 2 153 | 196 069 | - | - |
| Nouveau-Brunswick | 486 | 599 357 | - | 120 000 |
| Québec | - | 66 218 | - | 66 000 |
| Ontario | 11 000 | 8 205 | 184 | 907 000 |
| Manitoba | 252 | 3 815 | - | - |
| Saskatchewan | 8 280 | 18 944 | 145 | - |
| Alberta | 16 662 | 37 521 | 780 | - |
| Colombie-Britannique | - | 161 438 | 114 | - |
| Territoires du Nord-Ouest/ Yukon | - | 61 041 | - | - |
| Canada | 38 897 | 1 617 370 | 1 223 | 1 093 000 |

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada - Questionnaire distribué aux services publics.

Tableau 20. Combustible utilisé pour la production d'électricité au Canada

| | Charbon ($10^3$ tonnes) | Mazout ($m^3$) | Gaz naturel ($10^6 m^3$) | Uranium ($10^3 g$) |
|---|---|---|---|---|
| 1986 | 35 338 | 1 318 898 | 1 421 | 1 451 000 |
| 1990 | 36 229 | 2 135 231 | 1 981 | 1 806 000 |
| 1995 | 43 259 | 2 265 534 | 2 384 | 2 058 000 |
| 2000 | 52 024 | 2 442 632 | 2 258 | 1 954 000 |

Nota: 1 mètre cube de mazout = 6,3 barils.
1 mètre cube de gaz naturel = 35,5 pieds cubes.
1 tonne = 1 000 kilogrammes.

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada - Questionnaire distribué aux services publics.

En 1985, l'Ontario a importé des États-Unis près de 73 % du charbon utilisé pour la production d'électricité, le reste provenant de l'Ouest canadien. Le Manitoba a acheté son charbon de la Saskatchewan; l'Alberta, la Nouvelle-Écosse et le Nouveau-Brunswick ont utilisé leur propre charbon pour produire de l'électricité. La Saskatchewan compte essentiellement sur son propre charbon, mais elle en achète aussi de l'Alberta.

En 1985, environ 1,2 milliard de mètres cubes de gaz naturel a été consommé par l'Alberta, tandis que le reste était consommé par l'Ontario, la Saskatchewan et la Colombie-Britannique. L'électricité produite à partir du gaz naturel est principalement consommée durant les heures de pointe.

**PRÉVISIONS RELATIVES AUX BESOINS EN COMBUSTIBLES**

Le tableau 20 illustre les besoins en matière de combustibles; ils sont déterminés d'après les prévisions sur la production d'énergie que l'on trouve au tableau 15.

La consommation de charbon pour produire de l'électricité devrait augmenter graduellement, passant de 35,3 millions de tonnes en 1986 à 43,3 millions de tonnes en 1995. Cette augmentation est considérée comme faible, compte tenu de la forte réduction dans la production des centrales thermiques de l'Ontario, qui réduiront leur consommation de charbon de 11 à 6,5 millions de tonnes au cours de la période visée. Les principales augmentations dans la consommation de charbon auront lieu en Nouvelle-Écosse et en Alberta. Après 1995, l'Ontario devrait consommer davantage de charbon; on prévoit que cette consommation sera pratiquement doublée, passant de 6,5 millions de tonnes en 1995 à environ 12,3 millions de tonnes en l'an 2000. Par ailleurs, la consommation de charbon au Canada est censée atteindre les 52 millions de tonnes d'ici la fin du siècle.

La consommation de mazout devrait augmenter à un rythme modéré et passer à 2,1 millions de mètres cubes (ou 13 millions de barils) en 1990, puis à 2,4 millions de mètres cubes (ou 15 millions de barils) vers l'an 2000. Le mazout sera surtout utilisé pour répondre à la demande de pointe et pour approvisionner en électricité les localités éloignées.

Au cours de la période visée par les prévisions, soit de 1986 à l'an 2000, la consommation de gaz naturel à des fins de production d'électricité devrait augmenter pour passer de 1,4 à 2,3 milliards de mètres cubes. Cette augmentation de 64 % est supérieure aux augmentations prévues pour le charbon, le mazout et l'uranium. Les grands services publics, principalement en Alberta, sont les plus importants consommateurs de gaz naturel à des fins de production d'électricité; on prévoit que leur consommation se chiffrera à 56 % de la consommation totale entre 1986 et l'an 2000. Les établissements industriels, majoritairement albertains encore une fois, consommeront le reste.

Vu la contribution sans cesse grandissante de l'énergie nucléaire à l'approvisionnement en électricité au Canada, la consommation d'uranium à des fins de production d'électricité devrait enregistrer une forte augmentation; elle passerait en effet de 1 451 tonnes en 1985 à environ 1 954 tonnes vers la fin du siècle, soit une augmentation annuelle moyenne de 2 %.

# *Commerce de l'électricité*

## COMMERCE INTERNATIONAL

Le commerce international de l'électricité remonte au début du siècle. En 1901, la première ligne de transport (12 000 volts) à traverser la frontière canado-américaine a été construite à Niagara Falls. Le but de cette interconnexion était de permettre au Canada de vendre une partie de son abondante énergie hydro-électrique aux États-Unis. Pendant la plus grande partie du siècle, le commerce de l'électricité entre les deux pays a été partagé de façon équilibrée. Toutefois, depuis le début des années 1970, les exportations nettes d'électricité vers les États-Unis ont augmenté progressivement, tant en termes de quantités exportées que de revenus générés. Le tableau 21 présente un résumé des statistiques sur le commerce de l'électricité de 1981 à 1985.

En 1985, les exportations d'électricité vers les États-Unis (à l'exclusion des échanges valeur pour valeur) se sont chiffrées à 41 520 GWh, soit 9,3 % de la production totale au Canada, comparativement à 8,8 % en 1984. Les importations d'électricité à partir des États-Unis se chiffraient à 221 GWh en 1985. Les revenus totaux à l'exportation ont augmenté pour passer à 1,4 milliard de dollars en 1985, soit environ 8,2 % des revenus totaux à l'exportation énergétique et environ 1,2 % des revenus totaux à l'exportation de marchandises. Les coûts d'importation pour le Canada durant la même année se chiffraient à environ 9 millions de dollars.

Les ventes d'énergie interruptible ont compté pour environ 70 % des exportations en 1985. On entend par énergie interruptible l'énergie excédentaire (en sus des besoins des services publics) chez le vendeur. L'hydro-électricité s'est maintenue au premier rang des sources exportatrices: plus de 63 % de l'électricité vendue par le Canada était de l'hydro-électricité.

Le tableau 22 indique les sources d'exportation et les revenus moyens perçus en 1984 et en 1985. Quatre provinces, soit le Nouveau-Brunswick, le Manitoba, la Saskatchewan et la Colombie-Britannique, ont enregistré des augmentations en 1985, tandis que les ventes de l'Ontario et du Québec ont diminué légèrement.

La centrale Revelstoke de la BC Hydro, d'une puissance de 1 800 MW, a été officiellement mise en service en août 1985. Le début des travaux de construction des quatre groupes situés sur la rivière Columbia remonte à 1977.

Tableau 21. Commerce international de l'électricité, 1981-1985

| | 1981 | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | (GWh) | | |
| Exportations[a] | 34 730 | 32 986 | 36 907 | 37 572 | 41 520 |
| Importations[a] | 466 | 268 | 211 | 291 | 221 |
| Exportations nettes | 34 264 | 32 718 | 36 696 | 37 281 | 41 299 |
| Genre de puissance:[b] | | | | | |
| Garantie | 5 008 | 5 829 | 10 218 | 10 852 | 12 305 |
| Interruptible | 29 722 | 27 157 | 26 689 | 26 720 | 29 215 |
| Total | 34 730 | 32 986 | 36 907 | 37 572 | 41 520 |
| Source de production de l'énergie exportée:[c] | | | | | |
| Hydro-électricité | 19 948 | 18 574 | 19 237 | 20 555 | 25 537 |
| Charbon importé | 10 901 | 10 315 | 11 704 | 10 582 | 8 245 |
| Mazout importé | 1 940 | 1 959 | 1 201 | 1 552 | 1 157 |
| Charbon/mazout canadiens | 665 | 502 | 519 | 711 | 956 |
| Nucléaire | 42 | 96 | 1 856 | 1 911 | 2 247 |
| Autres:[d] | 1 234 | 1 540 | 2 390 | 1 352 | 2 175 |
| Total | 34 730 | 32 986 | 36 907 | 36 663 | 40 317 |
| Revenus/Coûts | | | (millions de $) | | |
| Exportations | 1143,87 | 1105,90 | 1249,00 | 1376,00 | 1 424,78 |
| Importations | 5,62 | 5,41 | 5,80 | 9,61 | 8,95 |
| Revenu net | 1138,25 | 1100,49 | 1243,20 | 1366,39 | 1 415,83 |

(a) À l'exclusion des échanges valeur pour valeur.
(b) La puissance garantie doit être disponible au moment où l'acheteur en a besoin. L'énergie interruptible est offerte par le fournisseur au moment où il enregistre un excédent de production chez lui.
(c) Estimations préparées à partir des données fournies par les grands services d'électricité.
(d) Comprend les achats pour l'exportation lorsque la source de production est inconnue.

Source: Office national de l'énergie.

Tableau 22. Exportations d'électricité et revenus, par province, 1984-1985*

| | 1984 | | 1985 | | % de variation des quantités exportées |
|---|---|---|---|---|---|
| | Exportations GWh | Revenus $/MWh | Exportations GWh | Revenus $/MWh | |
| N.-B. | 5 693 | 58,0 | 6 130 | 54,3 | 8 |
| Qc | 11 240 | 34,5 | 9 585 | 34,6 | -15 |
| Ont. | 11 056 | 40,2 | 9 329 | 40,7 | -16 |
| Man. | 5 096 | 18,6 | 5 642 | 17,0 | 11 |
| Sask. | 59 | 26,9 | 128 | 25,7 | 117 |
| C.-B. | 4 428 | 26,9 | 10 706 | 26,3 | 142 |
| Canada | 37 572 | 36,6 | 41 520 | 34,3 | 11 |

* À l'exclusion des échanges.

Source: Statistique Canada, publication 57-202, 1983.
Office national de l'énergie, 1984-1985.

Les exportations de la Colombie-Britannique ont connu une très forte hausse à l'automne et à l'été, en raison de la sécheresse qui a sévi dans la région côtière du Nord-Ouest des États-Unis. Toutefois, la sécheresse s'est terminée au début de 1986 et les exportations de la Colombie-Britannique sont censées baisser cette année.

La diminution des exportations de l'Ontario est attribuable à une forte croissance de la consommation canadienne. La demande d'électricité en Ontario s'est accrue de 3,4 % en 1985, dépassant le taux prévu de 2,6 %. Par conséquent, il y avait moins d'électricité disponible pour les ventes à l'extérieur de la province. Autres facteurs responsables de cette diminution des exportations: le manque de lignes de transport dans le sud-ouest de l'Ontario et la guerre des prix que se livraient les services publics pour obtenir le marché du Midwest américain. La baisse des ventes à l'exportation au Québec est surtout attribuable à la production accrue d'électricité à partir de sources hydrauliques et nucléaires en Nouvelle-Angleterre et dans l'État de New York.

Le revenu moyen tiré des exportations de 1985 a varié de beaucoup d'une province à l'autre. Le revenu moyen le plus élevé (54,3 $ le mégawatt-heure) a été enregistré au Nouveau-Brunswick et le plus bas (17 $ le mégawatt-heure), au Manitoba. La nature des exportations (puissance garantie ou énergie interruptible), les coûts de production des services exportateurs, les économies réalisées par les services importateurs et les coûts de transport sont tous des facteurs qui déterminent la valeur des exportations d'électricité.

Les services importateurs accordent une moindre valeur aux approvisionnements en énergie interruptible, puisqu'ils doivent maintenir une certaine capacité de réserve. Les coûts de production engagés par l'exportateur et les économies réalisées par l'importateur varient selon le type d'électricité. Aux États-Unis et au Canada, les coûts sont plus élevés lorsque la charge de base est assurée par une production au mazout et moins élevés si l'on utilise l'énergie hydro-électrique à cette fin.

Le tableau 23 indique la part respective de l'énergie interruptible et de la puissance garantie dans les ventes à l'étranger des six provinces exportatrices. Si les exportations de puissance garantie représentent tout juste un peu moins de 30 % des exportations totales d'électricité canadienne en 1985, cette proportion variait par contre au niveau provincial: 8 % au Manitoba contre près de 44 % au Nouveau-Brunswick. La forte proportion des exportations de puissance garantie au Nouveau-Brunswick explique en partie le fait que cette province ait tiré de ses ventes le revenu moyen le plus élevé.

Au tableau 24 sont présentées des données sur les sources de production de l'énergie exportée en 1985. Ainsi, l'énergie exportée par le Québec et la Colombie-Britannique provenait entièrement de centrales hydro-électriques. De même, la plus grande partie de l'énergie exportée par le Manitoba était d'origine hydraulique. L'énergie exportée par la Saskatchewan était produite entièrement à partir du charbon de la province, tandis que les exportations de l'Ontario provenaient principalement de centrales thermiques qui consomment du charbon importé. Au Nouveau-Brunswick, des

Tableau 23. Exportations brutes de puissance garantie et d'énergie interruptible, 1985*

| | Puissance garantie | Puissance interruptible | Pourcentage d'énergie interruptible | Pourcentage de puissance garantie |
|---|---|---|---|---|
| | (MWh) | | | |
| Nouveau-Brunswick | 2 677 667 | 3 452 750 | 56,3 | 43,7 |
| Québec | 3 423 099 | 6 161 784 | 64,3 | 35,7 |
| Ontario | 3 897 620 | 5 431 152 | 58,2 | 41,8 |
| Manitoba | 454 475 | 5 187 334 | 91,9 | 8,1 |
| Saskatchewan | 11 650 | 116 095 | 90,9 | 9,1 |
| Colombie-Britannique | 1 840 466 | 8 865 793 | 82,8 | 17,2 |
| Canada | 12 304 977 | 29 214 908 | 70,4 | 29,6 |

* À l'exclusion des échanges.

Source: Office national de l'énergie.

Tableau 24. Sources de l'électricité exportée, 1985 (%)

| | Mazout | Charbon | Nucléaire | Hydro-électricité | Autres | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Nouveau-Brunswick | 20,4 | 9,4 | 34,9 | - | 35,3 | 100 |
| Québec | - | - | - | 100,0 | - | 100 |
| Ontario | 0,1 | 96,4 | 2,5 | 0,2 | 0,8 | 100 |
| Manitoba | - | 5,2 | - | 93,1 | 1,7 | 100 |
| Saskatchewan | - | 100,0 | - | - | - | 100 |
| Colombie-Britannique | - | - | - | 100,0 | - | 100 |

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada.

Tableau 25. Combustible remplacé chez l'importateur

| Province exportatrice | État importateur | Combustible remplacé |
|---|---|---|
| Nouveau-Brunswick | Nouvelle-Angleterre | Mazout |
| Québec | Nouvelle-Angleterre | Mazout |
| | New York | Mazout, charbon |
| Ontario | New York | Mazout, charbon |
| | Michigan | Charbon |
| | Wisconsin | Charbon |
| Manitoba | Dakota du Nord | Charbon |
| | Minnesota | Charbon |
| Saskatchewan | Dakota du Nord | Charbon |
| Colombie-Britannique | Californie | Mazout, charbon, gaz naturel |

Source: Office national de l'énergie.

centrales au mazout, au charbon et à l'énergie nucléaire ont fourni l'électricité exportée par la province. Le Nouveau-Brunswick est la seule province à avoir consommé la charge de base de ses centrales alimentées au mazout à des fins d'exportation, en raison d'une entente conclue avec la Maine Electric Power Company. Dans le cadre de cette entente, le Nouveau-Brunswick doit exporter une puissance garantie à la société en question, à partir de sa centrale Coleson Cove qui fonctionne au mazout.

La centrale Atikokan, dans le nord-ouest de l'Ontario, a été mise en marche en novembre 1985. La centrale, dont la capacité est de 200 MW, est alimentée au lignite à faible teneur en soufre, provenant de l'Ouest canadien.

Le tableau 25 dresse la liste des marchés d'exportation américains; il indique en outre la nature de la production remplacée par les exportations canadiennes. Sur tous les marchés, nos exportations remplacent une production aux combustibles fossiles.

Le tableau 26 montre la part des provinces dans les exportations d'électricité. La Colombie-Britannique était la principale exportatrice en 1985, suivie du Québec et de l'Ontario. De 1983 à 1985, le Québec et l'Ontario ont été les principales provinces exportatrices.

Tableau 26. Exportations canadiennes d'électricité, par province (%)

| | 1983 | 1984 | 1985 |
|---|---|---|---|
| Nouveau-Brunswick | 15 | 15 | 15 |
| Québec | 28 | 30 | 23 |
| Ontario | 33 | 29 | 22 |
| Manitoba | 16 | 14 | 14 |
| Colombie-Britannique | 8 | 12 | 26 |
| Canada | 100 | 100 | 100 |

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada.

Le tableau 27 présente un résumé des prévisions établies par les services publics relativement aux exportations d'électricité. Les exportations canadiennes d'électricité devraient continuer d'augmenter jusqu'à la fin de la décennie. Cette augmentation, si elle se concrétise, sera surtout attribuable à l'accroissement des exportations québécoises. Après 1990, les exportations canadiennes devraient diminuer progressivement et passer de 50,8 TWh en 1990 à 40,3 TWh en l'an 2000. Le Manitoba échappe à cette tendance, puisque après 1990 ses exportations devraient continuer d'augmenter, et ce au-delà de l'an 2000.

Tableau 27. Prévisions des services publics relativement aux exportations d'électricité (TWh)*

| | 1985 | 1986 | 1987 | 1990 | 1995 | 2000 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| N.-B. | 6,1 | 6,6 | 5,8 | 5,5 | 2,4 | 1,8 |
| Qc | 9,6 | 18,1 | 21,4 | 27,5 | 17,7 | 15,4 |
| Ont. | 9,3 | 9,7 | 10,6 | 13,0 | 14,8 | 9,6 |
| Man. | 5,6 | 7,8 | 6,3 | 4,4 | 9,0 | 13,1 |
| Sask. | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 |
| C.-B. | 10,7 | 1,0 | 0,5 | 0,3 | 0,3 | 0,3 |
| Canada | 41,4 | 43,3 | 44,7 | 50,8 | 44,3 | 40,3 |

* À l'exclusion des échanges.

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada - Questionnaire distribué aux services publics.

## COMMERCE INTERPROVINCIAL

La diminution des exportations nettes de Terre-Neuve vers le Québec, exportations qui sont passées de 36 043 GWh en 1984 à 31 837 GWh en 1985, une baisse de 12 %, constitue l'événement saillant au chapitre des transferts interprovinciaux de 1985. Ce changement est en partie attribuable aux exportations d'électricité du Québec vers les États-Unis. Même s'il a diminué ses achats à la province de Terre-Neuve, le Québec a accru considérablement ses ventes à l'Ontario et au Nouveau-Brunswick. Les transferts nets du Québec vers l'Ontario et le Nouveau-Brunswick ont connu une croissance de 18 % et de 35 % respectivement. Les transferts interprovinciaux nets sont indiqués au tableau 28. Pour plus de renseignements sur les exportations et les importations provinciales, voir les figures 9 et 10 et le tableau A5.

Tableau 28. Transferts interprovinciaux nets (sur 12 mois)

| | GWh | | % |
|---|---|---|---|
| | 1984 | 1985 | d'augmentation |
| C.-B. vers l'Alberta | 36 | 32 | -10 |
| Saskatchewan vers l'Alberta | 4 | 3 | -34 |
| Manitoba vers la Saskatchewan | 327 | 323 | -1 |
| Manitoba vers l'Ontario | 937 | 963 | 3 |
| Québec vers l'Ontario | 7 300 | 8 625 | 18 |
| Terre-Neuve vers le Québec | 36 043 | 31 837 | -12 |
| Québec vers le Nouveau-Brunswick | 4 306 | 5 825 | 35 |
| Nouveau-Brunswick vers l'Î.-P.-É. | 539 | 575 | 7 |
| Nouveau-Brunswick vers la Nouvelle-Écosse | 20 | 151 | 671 |

Source: Statistique Canada.

Figure 9

**Transferts nets et exportations nettes d'électricité, 1985 (GWh)**

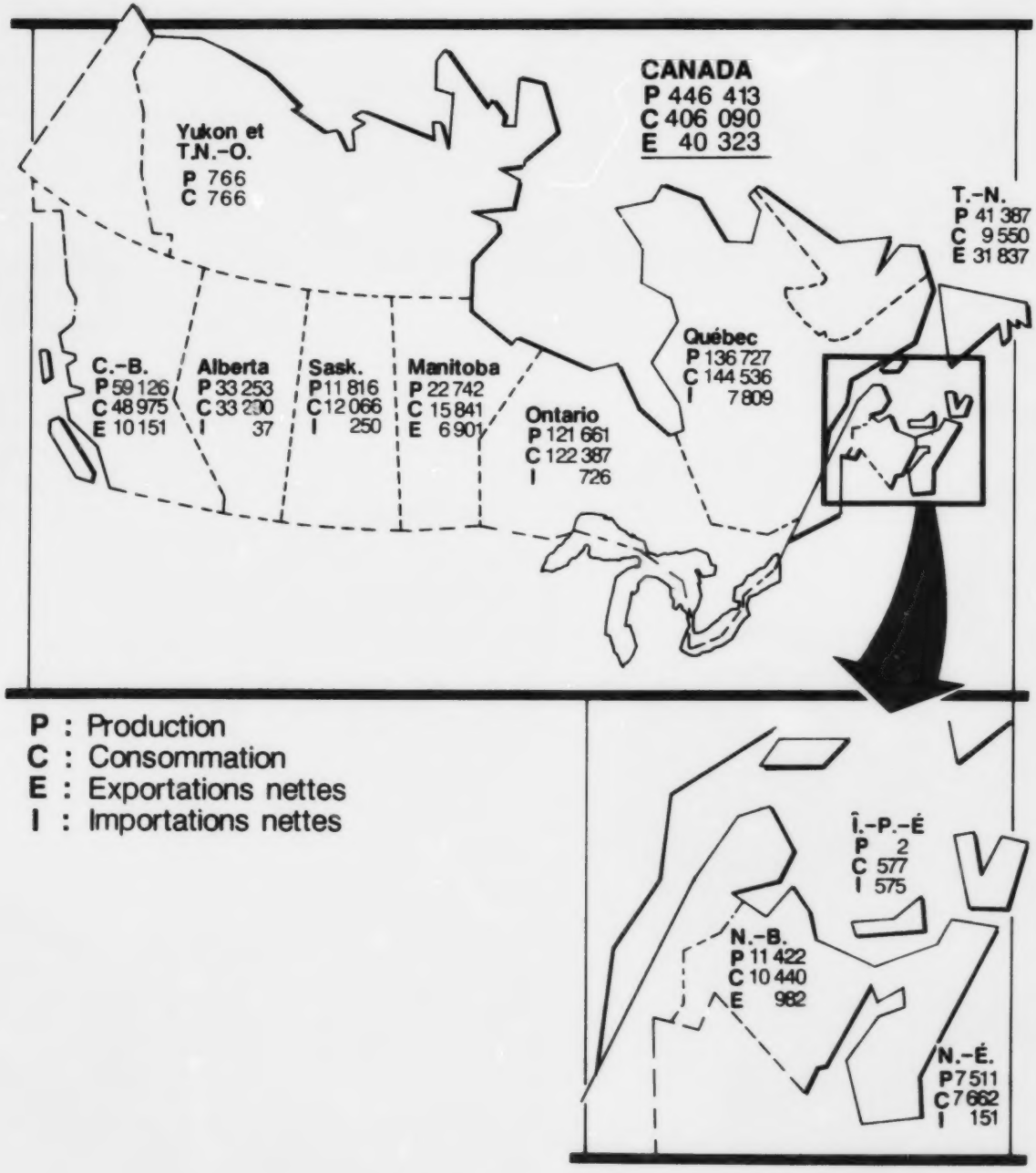
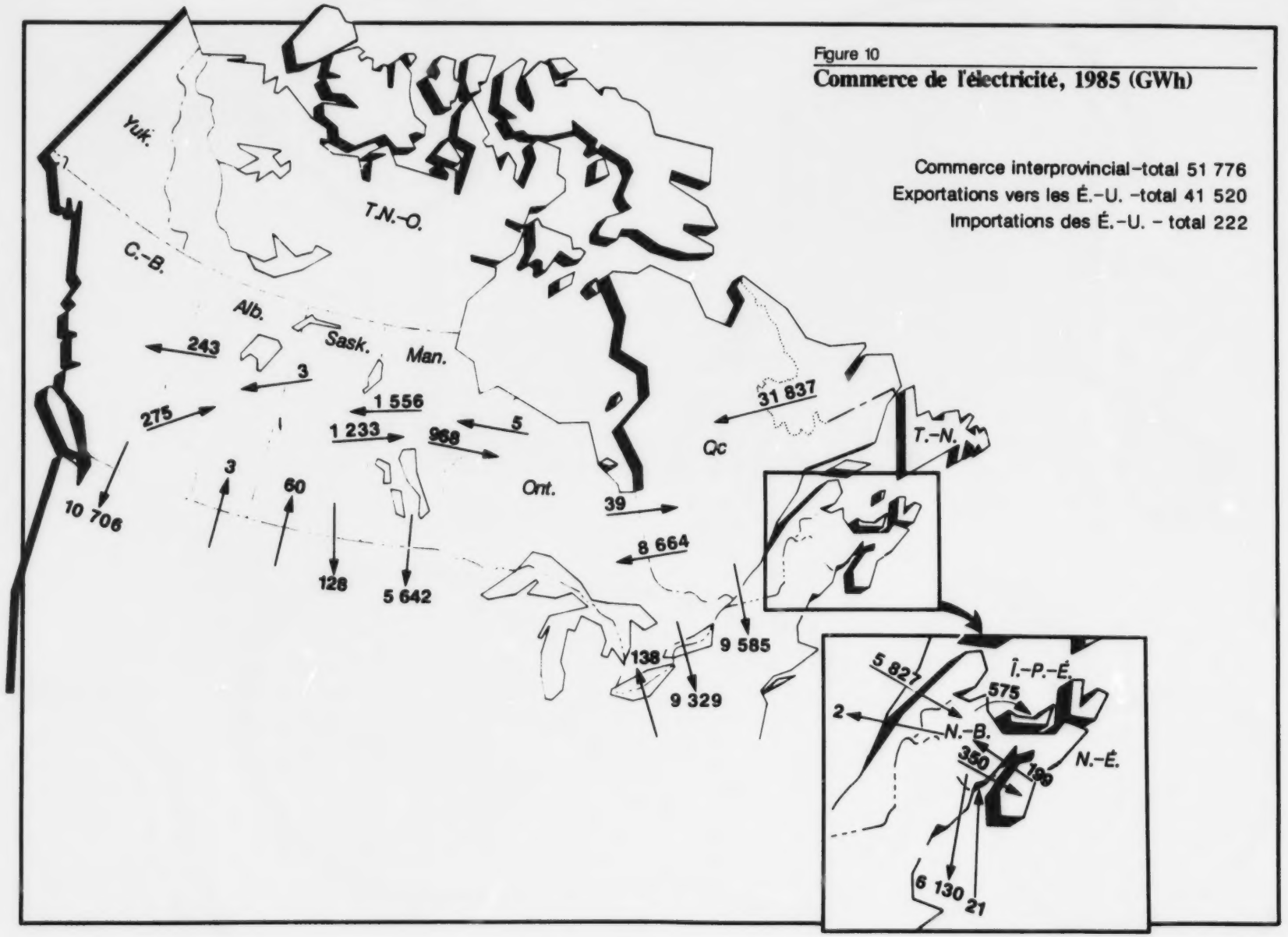


Figure 10

**Commerce de l'électricité, 1985 (GWh)**

Commerce interprovincial–total 51 776
Exportations vers les É.-U. –total 41 520
Importations des É.-U. – total 222



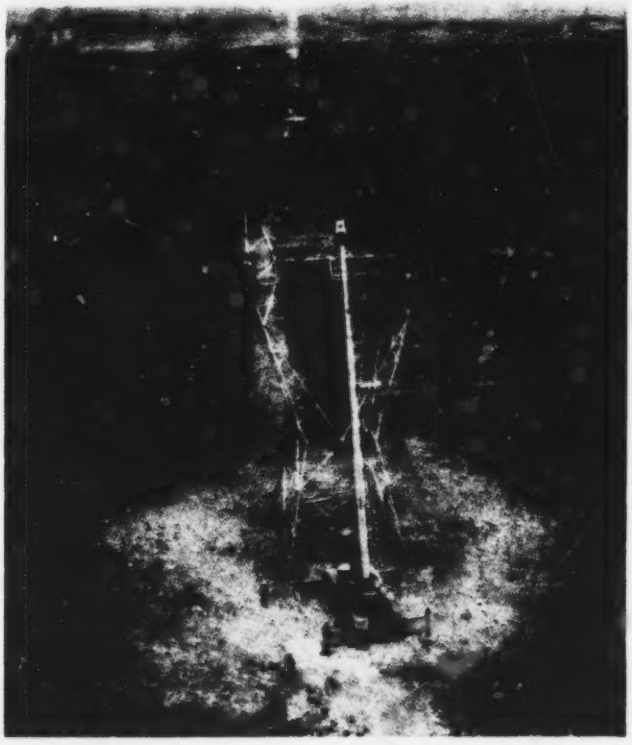
# *Transport de l'énergie électrique*

## TRANSPORT NATIONAL

Le réseau de transport à base de lignes évaluées à 100 kV et plus est passé de 112 667 km en 1984 à 113 510 km en 1985, ce qui représente une augmentation de 843 km ou 0,7 %. La majorité des lignes de transport de l'énergie électrique au Canada (41 %) ont une capacité allant de 100 kV à 149 kV, tandis que 34 % d'entre elles ont une capacité de 150 kV à 299 kV, et 16 % de 300 à 599 kV. Le Québec et Terre-Neuve sont les deux seules provinces à disposer de lignes de transport dont la capacité excède 600 kV; leur longueur est de 10 529 km, ce qui représente environ 9 % du réseau national. C'est au Québec qu'on trouve le plus grand nombre de lignes de transport; celles-ci s'étendent sur un parcours de 29 968 km, soit 26,4 % du total national. L'Ontario vient au deuxième rang avec 24,5 % du réseau, puis la Colombie-Britannique avec 12,3 %. Le tableau 29 donne un aperçu de la longueur et de la tension des lignes de transport pour chacune des provinces.

## TRANSPORT PROVINCIAL

Il y a eu très peu d'augmentations aux lignes de transport des réseaux provinciaux en 1985. L'Alberta Power a ajouté 156 km à ses lignes de 144 kV; Hydro-Québec a ajouté 98 km à son réseau; la Saskatchewan Power a ajouté 80 km à ses lignes de 230 kV afin d'intégrer la centrale hydro-électrique de Nipawin à son réseau, et Terre-Neuve a ajouté 19 km au sien avec la construction d'une ligne de 138 kV.



La deuxième grande interconnexion de la Commission d'énergie du Nouveau-Brunswick avec Hydro-Québec est présentement en construction. La ligne de 345 kV permettra au Nouveau-Brunswick de doubler sa capacité de transfert avec le Québec; cette capacité passera donc de 500 à 1 000 MW.

Tableau 29. Ampleur du réseau de transport à la fin de l'année (km)

| | 100 - 149 kV | 150 - 199 kV | 200 - 299 kV | 300 - 399 kV | 400 - 599 kV | 600 kV et plus | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Terre-Neuve | 1 682 | 214 | 1 881 | 0 | 0 | 600 | 4 377 |
| Île-du-Prince-Édouard | 100 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 |
| Nouvelle-Écosse | 1 555 | 0 | 1 150 | 173 | 0 | 0 | 2 878 |
| Nouveau-Brunswick | 1 994 | 0 | 528 | 827 | 0 | 0 | 3 349 |
| Québec | 7 540 | 2 147 | 3 615 | 6 737 | 0 | 9 929 | 29 968 |
| Ontario | 12 149 | 0 | 13 453 | 6 | 2 222 | 0 | 27 830 |
| Manitoba | 4 139 | 0 | 4 030 | 0 | 2 042 | 0 | 10 211 |
| Saskatchewan | 3 599 | 0 | 2 598 | 0 | 0 | 0 | 6 197 |
| Alberta | 8 248 | 133 | 4 955 | 0 | 355 | 0 | 13 691 |
| Colombie-Britannique | 4 261 | 220 | 3 915 | 427 | 5 086 | 0 | 13 909 |
| Yukon | 497 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 497 |
| Territoires du Nord-Ouest | 503 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 503 |
| Canada | 46 267 | 2 714 | 36 125 | 8 170 | 9 705 | 10 529 | 113 510 |
| % du total | 41 | 2 | 32 | 7 | 9 | 9 | 100 |

Sources: Statistique Canada, publication 57-202.
Énergie, Mines et Ressources Canada - Questionnaire distribué aux services publics.

**TRANSPORT INTERPROVINCIAL**

Deux augmentations ont été apportées aux interconnexions provinciales en 1985: une ligne de 345 kV reliant le poste d'Edmunston au Nouveau-Brunswick au poste de Madawaska au Québec, et une ligne de 500 kV entre Cranbrook en Colombie-Britannique et l'Alberta. Le tableau 30 présente les principales interconnexions provinciales. Il existe au total 33 interconnexions et une capacité nominale de transfert de 10 000 MW. Il n'y a aucune interconnexion provinciale en construction ou projetée à l'heure actuelle.

Tableau 30. Interconnexions provinciales

| Interconnexion | Tension | Capacité installée | Capacité garantie |
|---|---|---|---|
| | (kV) | (MW) | |
| Colombie-Britannique/Alberta | 1 x 500 | 800 | 600 |
| | 1 x 138 | 110 | 80 |
| Saskatchewan/Manitoba | 3 x 230 | 400 | 400 |
| Manitoba/Ontario | 2 x 230 | 260 | 260 |
| | 1 x 115 | | |
| Québec/Ontario | 4 x 230 | 1300 | 1300 |
| | 9 x 120 | | |
| Québec/Terre-Neuve | 3 x 735 | 5225 | 4300 |
| Québec/Nouveau-Brunswick | ±80(DC) | 350 | 350 |
| | 1 x 230 | 150 | 150 |
| | 2 x 345 | 500 | 500 |
| Nouveau-Brunswick/Nouvelle-Écosse | 2 x 138 | 600 | 600 |
| | 1 x 345 | | |
| Nouveau-Brunswick/Î.-P.-É. | 1 x 138 | 200 | 100 |

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada.

Tableau 31. Principales interconnexions entre le Canada et les États-Unis*

| Province | État | Tension (kV) | Capacité de transfert de puissance (MW) |
|---|---|---|---|
| Nouveau-Brunswick | Maine | 345 | 600 |
| | | 5 x 69 | 330 |
| Québec | New York | 765 | 1400 |
| | New York | 2 x 120 | 200 |
| | Vermont | 2 x 120 | 200 |
| Ontario** | New York | 230 | 470 |
| | | 230 | 400 |
| | | 2 x 230 | 600 |
| | | 2 x 345 | 2300 |
| | | 4 x 69 | 265 |
| | Michigan | 230 | 535 |
| | | 230 | 515 |
| | | 345 | 710 |
| | | 345 | 760 |
| | Minnesota | 120 | 35 |
| Manitoba | Dakota du Nord | 230 | 150 |
| | Minnesota | 230 | 175 |
| | Minnesota | 500 | 1000 |
| Saskatchewan | Dakota du Nord | 230 | 150 |
| Colombie-Britannique | Washington | 230 | 350 |
| | | 230 | 300 |
| | | 2 x 500 | 1400 |

* Capacité de 35 MW ou plus.
** La capacité de transfert de plusieurs lignes peut ne pas correspondre au total de la capacité individuelle de transfert de ces mêmes lignes.

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada - Questionnaire distribué aux services publics.

**TRANSPORT INTERNATIONAL**

Une nouvelle ligne internationale a été achevée en 1985; il s'agit d'une ligne de 120 kV et d'une capacité nominale de transfert de 200 MW, reliant le Québec au Vermont. On compte maintenant plus de 100 lignes de transport international au Canada; ces lignes rendent possible le commerce canadien de l'électricité à l'échelle internationale. Même si la plupart de ces lignes ont une faible capacité, il existe tout de même 34 interconnexions de 69 kV ou plus, avec une capacité nominale de transfert de puissance de près de 13 000 MW. Des renseignements sur ces interconnexions sont fournis au tableau 31.

Une ligne de transport de ±450 kV (haute tension et courant continu) vers le New Hampshire est actuellement en construction, afin de permettre au Québec d'accroître ses exportations vers les États de la Nouvelle-Angleterre. La capacité de transfert de l'interconnexion reliant le Québec à la Nouvelle-Angleterre passera de 690 à 2 000 MW lors de l'achèvement de la ligne en 1986. Le Nouveau-Brunswick envisage la construction d'une ligne de transport de 345 kV pour relier Pointe Lepreau au Maine; le projet serait mené à terme en 1988. La capacité prévue des interconnexions entre le Canada et les États-Unis est indiquée au tableau 32.

Tableau 32. Interconnexions projetées vers les États-Unis

| Province | État | Date d'achèvement des travaux | Tension (kV) | Capacité de transfert prévue (MW) |
|---|---|---|---|---|
| Québec | New Hampshire | 1986 | ±450 DC | 690* |
| Nouveau-Brunswick | Maine | 1988 | 345 | 575 |

* Peut être portée à 2 000 MW d'ici 1990.

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada - Questionnaire distribué aux services publics.

# *Investissements et financement dans le secteur de l'énergie électrique*

## CAPITAUX INVESTIS

Les investissements des services publics dans de nouvelles installations ont fortement diminué, passant de 6,3 milliards de dollars en 1984 à 5,9 milliards en 1985. Le secteur de la production a recueilli environ 51 % de ces investissements, celui de la distribution 18 %, celui du transport 15 %, le reste ayant été attribué à des postes divers. Au tableau 33, on peut constater l'ampleur des capitaux engagés dans le secteur des approvisionnements en électricité, ainsi que l'importance de ces investissements pour l'économie canadienne. Il est intéressant de noter que les investissements des entreprises de service public, en tant que contribution au total des capitaux investis au pays et au PNB, ont diminué depuis 1983. Le baisse dans ces investissements depuis trois ans est surtout attribuable à la surcapacité qui caractérise l'industrie de l'énergie électrique ces dernières années.

Le tableau 34 montre le coût initial des immobilisations exploitées par les services publics. Le ratio production/ investissement total est passé de 53 % en 1981 à 57 % en 1985. La répartition des investissements peut toutefois varier d'une région à l'autre, selon les modes de production utilisés. Les investissements par unité de capacité ajoutée sont beaucoup plus élevés dans le cas de la production hydro-électrique et nucléaire que dans celui de la production thermique classique. Par rapport à ce dernier type de production, les centrales hydro-électriques et nucléaires exigent des investissements initiaux considérables, mais leurs coûts d'exploitation sont peu élevés. Par ailleurs, dans le cas des centrales hydro-électriques, des investissements supplémentaires sont souvent requis pour la construction d'installations de transport, du fait que ces centrales sont généralement situées dans des régions éloignées.

Le tableau 35 fournit des données relativement aux investissements de chacune des provinces pour l'expansion des réseaux de 1986 à 1995. Selon les prévisions, les investissements devraient diminuer jusqu'en 1986, du fait de l'excédent actuel de la capacité de production. Après 1986, ces dépenses devraient recommencer d'augmenter et atteindre un nouveau sommet en 1995. Au cours des dix prochaines années, les services publics canadiens investiront environ 71 milliards de dollars. C'est le Québec qui investira les sommes les plus considérables, avec un total de 24 milliards de dollars ou 34 % des investissements totaux dans ce secteur. L'Ontario vient derrière avec des investissements prévus de l'ordre de 22 milliards de dollars ou 30 % du total, suivi de l'Alberta qui prévoit injecter 5,5 milliards de dollars dans son réseau, soit 8 % du total envisagé à l'échelle nationale. Étant donné l'ampleur de son excédent de capacité, la Colombie-Britannique ne devrait pas investir dans de nouvelles centrales de production avant 1995. Au cours de la période 1986-1995, la Colombie-Britannique prévoit des dépenses de l'ordre 2,5 milliards de dollars, dépenses qui seront effectuées en 1994 et en 1995 dans une proportion de 40 %.

Les prévisions établies par les services publics pour 1986 continuent d'indiquer des changements dans la répartition des investissements. Les entreprises de service public mettront l'accent sur

l'amélioration des réseaux de transport et de distribution au cours des dix prochaines années plutôt que sur l'expansion des installations de production, étant donné l'excédent actuel de la capacité de production.

D'après les données historiques présentées au tableau 36, les investissements des entreprises de service public ont augmenté à un taux annual moyen de 9,6 % depuis 1965. Le taux annuel moyen de l'inflation pour cette période (mesuré à partir du facteur de déflation des dépenses nationales brutes) a été de 7,1 %, d'où une croissance réelle d'environ 2,5 %.

**FINANCEMENT**

De 1960 à 1976, la dette des services publics s'est accrue en proportion des capitaux engagés. Le ratio de la dette a été relativement stable jusqu'en 1978, puis a diminué de 1979 à 1982, au moment où la plupart des services publics ont cherché à éviter les taux d'intérêt élevés. La proportion de la dette a augmenté de nouveau en 1983, lorsque les services publics d'électricité ont accru leurs investissements et leurs emprunts. En 1984, l'ensemble des investissements en capitaux a baissé comparativement à l'année précédente; le ratio de la dette a également diminué, passant de 80 % en 1983 à 78% en 1984. Le tableau 37 présente les données sur le ratio de la dette des services publics de 1976 à 1984. En 1976, la dette représentait 83 % de la capitalisation dans les provinces où les services d'électricité étaient en majorité des services publics, et 50 % dans celles où prédominaient les entreprises privées. En 1984, la dette des services publics a été réduite à 81 % de la capitalisation, et celle des entreprises privées à 49 %.

En 1984, les services publics d'électricité ont puisé dans leurs ressources d'autofinancement pour défrayer environ 35 % de leurs investissements, ce qui est de beaucoup supérieur au 28 % de 1983. Les ressources d'autofinancement devraient permettre d'assurer de 30 à 35 % des besoins en capitaux au cours des cinq prochaines années.

Tableau 33. Investissements des services publics dans le secteur de l'énergie électrique

| | 1966-70 | 1971-75 | 1980 | 1981 | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Investissements dans le secteur de l'énergie électrique (milliards de dollars) | 6,8 | 12,9 | 6,1 | 7,3 | 8,4 | 7,8 | 6,3 | 5,9 |
| % de ces investissements par rapport à l'ensemble | | | | | | | | |
| du secteur énergétique* | 55 | 56 | 42 | 40 | 39 | 42 | 37 | 35 |
| de l'économie* | 8 | 9 | 9 | 9 | 11 | 10 | 8 | 7 |
| du PNB* | 1,9 | 2,0 | 2,1 | 2,2 | 2,5 | 2,0 | 1,5 | 1,3 |

* Ces données représentent les investissements des services publics par rapport à l'investissement total dans le secteur de l'énergie, ainsi que la contribution de ces investissements à l'économie en général et au PNB,

Source: Statistique Canada, publications 61-205 et 11-003E,

Tableau 34. Coût initial des immobilisations des services publics

| | 1981 | | 1982 | | 1983 | | 1984 | | 1985 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | (millions de $) | (%) | (millions de $) | (%) | (millions de $) | (%) | (millions de $) | (%) | (millions de $) | (%) |
| Production | 24 943 | 53 | 28 352 | 54 | 34 203 | 56 | 40 734 | 58 | 43 574 | 57 |
| Transport | 9 632 | 20 | 10 828 | 20 | 12 035 | 20 | 13 214 | 19 | 14 021 | 19 |
| Distribution | 9 554 | 20 | 10 650 | 20 | 11 836 | 19 | 12 942 | 18 | 13 915 | 18 |
| Autres | 3 145 | 7 | 3 031 | 6 | 3 409 | 5 | 3 709 | 5 | 4 622 | 6 |
| Total | 47 274 | 100 | 52 861 | 100 | 61 483 | 100 | 70 599 | 100 | 76 132 | 100 |

Source: Statistique Canada, publication 57-202.
Les données pour 1985 sont préliminaires.

Tableau 35. Investissements prévus par les services publics d'électricité

| | 1986 | 1987 | 1988 | 1989 | 1990 | 1991 | 1992 | 1993 | 1994 | 1995 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | (en millions de dollars actuels) | | | | | | | | | |
| T.-N. | 49 | 96 | 411 | 488 | 419 | 437 | 460 | 571 | 400 | 450 |
| Î.-P.-É. | 13 | 15 | 7 | 7 | 7 | 8 | 9 | 10 | 10 | 10 |
| N.-É. | 151 | 103 | 119 | 203 | 230 | 179 | 185 | 351 | 507 | 500 |
| N.-B. | 152 | 143 | 157 | 130 | 216 | 198 | 202 | 193 | 334 | 264 |
| Qc | 1 580 | 2 230 | 2 580 | 2 480 | 2 250 | 2 247 | 2 402 | 2 263 | 2 641 | 3 383 |
| Ont. | 2 564 | 2 312 | 2 209 | 1 924 | 2 054 | 2 090 | 2 020 | 1 791 | 2 067 | 2 515 |
| Man. | 284 | 443 | 447 | 504 | 552 | 414 | 532 | 390 | 900 | 1 149 |
| Sask. | 162 | 213 | 262 | 276 | 342 | 361 | 234 | 390 | 548 | 667 |
| Alb. | 607 | 509 | 484 | 519 | 577 | 473 | 509 | 556 | 638 | 615 |
| C.-B. | 159 | 141 | 136 | 155 | 198 | 196 | 222 | 232 | 362 | 662 |
| Yuk./TNO | 12 | 19 | 7 | 10 | 2 | 4 | 4 | 7 | 8 | 8 |
| Canada | 5 733 | 6 224 | 6 819 | 6 696 | 6 847 | 6 607 | 6 779 | 6 754 | 8 415 | 10 224 |

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada - Questionnaire distribué aux services publics. Les années civiles et financières sont combinées.

Tableau 36. Progression des investissements effectués par les services publics d'électricité

| Année | Construction | | | | Machinerie et équipement | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Production | Transport et distribution* | Autres | Total partiel | | |
| | (en millions de dollars actuels) | | | | | |
| 1965 | 438 | 277 | 12 | 727 | 212 | 939 |
| 1966 | 493 | 281 | 13 | 787 | 356 | 1143 |
| 1967 | 577 | 262 | 36 | 875 | 390 | 1265 |
| 1968 | 533 | 301 | 54 | 889 | 443 | 1332 |
| 1969 | 511 | 281 | 63 | 856 | 546 | 1403 |
| 1970 | 581 | 449 | 28 | 1057 | 554 | 1610 |
| 1971 | 572 | 472 | 36 | 1079 | 668 | 1747 |
| 1972 | 636 | 449 | 50 | 1135 | 619 | 1754 |
| 1973 | 808 | 539 | 69 | 1417 | 827 | 2244 |
| 1974 | 1049 | 598 | 53 | 1700 | 1054 | 2753 |
| 1975 | 1691 | 874 | 96 | 2661 | 1296 | 3957 |
| 1976 | 1803 | 821 | 30 | 2654 | 1574 | 4229 |
| 1977 | 2205 | 911 | 42 | 3158 | 1726 | 4884 |
| 1978 | 2339 | 1199 | 233 | 3771 | 2175 | 5946 |
| 1979 | 2516 | 1424 | 181 | 4121 | 2243 | 6364 |
| 1980 | 2470 | 1433 | 95 | 3998 | 2111 | 6109 |
| 1981 | 2768 | 1554 | 92 | 4414 | 2905 | 7319 |
| 1982 | 3153 | 1818 | 320 | 5291 | 3086 | 8377 |
| 1983 | 2663 | 1755 | 202 | 4620 | 3150 | 7770 |
| 1984(a) | - | - | - | 3268 | 3072 | 6340 |
| 1985(a) | - | - | - | 3079 | 2824 | 5903 |

* La rubrique "Transport et distribution" inclut l'éclairage des rues. La rubrique "Production" inclut les postes de transformation, les barrages et les réservoirs.

(a) Données réelles préliminaires, sans ventilation.

Nota: Les totaux peuvent ne pas correspondre à la somme des éléments en raison de l'arrondissement des chiffres.

Source: Statistique Canada, publications 57-202, 61-205, et Annuaire du Canada, 1968-79.

Tableau 37. Ratio de la dette des services d'électricité

| | 1976 | 1977 | 1978 | 1979 | 1980 | 1981 | 1982 | 1983 | 1984 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Terre-Neuve | 79 | 76 | 76 | 76 | 74 | 71 | 73 | 78 | 72 |
| Île-du-Prince-Édouard | 53 | 53 | 52 | 53 | 54 | 55 | 55 | 68 | 61 |
| Nouvelle-Écosse | 103 | 102 | 99 | 98 | 95 | 97 | 97 | 96 | 96 |
| Nouveau-Brunswick | 92 | 92 | 93 | 93 | 91 | 91 | 90 | 89 | 88 |
| Québec | 76 | 76 | 76 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 76 |
| Ontario | 77 | 77 | 78 | 78 | 78 | 78 | 80 | 79 | 80 |
| Manitoba | 97 | 97 | 96 | 94 | 94 | 95 | 96 | 96 | 96 |
| Saskatchewan | 73 | 77 | 78 | 78 | 80 | 85 | 89 | 92 | 94 |
| Alberta | 49 | 47 | 44 | 45 | 42 | 42 | 49 | 70 | 49 |
| Colombie-Britannique | 94 | 95 | 94 | 86 | 85 | 85 | 85 | 86 | 87 |
| Yukon/ T.-N.-O. | 102 | 99 | 98 | 98 | 98 | 99 | 98 | 96 | 93 |
| Canada | 80 | 80 | 80 | 78 | 77 | 77 | 78 | 80 | 78 |

Ratio de la dette = dette/(dette + actif).
Dette: Dette à long terme + prêts à court terme et effets à payer.
Actif: Capital + réserves + surplus.

Source: Statistique Canada, publication 57-202.

# *Établissement des coûts et des prix*

## COÛTS DES APPROVISIONNEMENTS

Le coût unitaire des approvisionnements supplémentaires a augmenté rapidement de 1974 à 1982. Les hausses de ces dernières années ont été beaucoup plus modérées; établie en fonction du taux d'inflation, l'augmentation réelle du coût de l'électricité a été faible. Cette situation devrait se maintenir au cours des prochaines années.

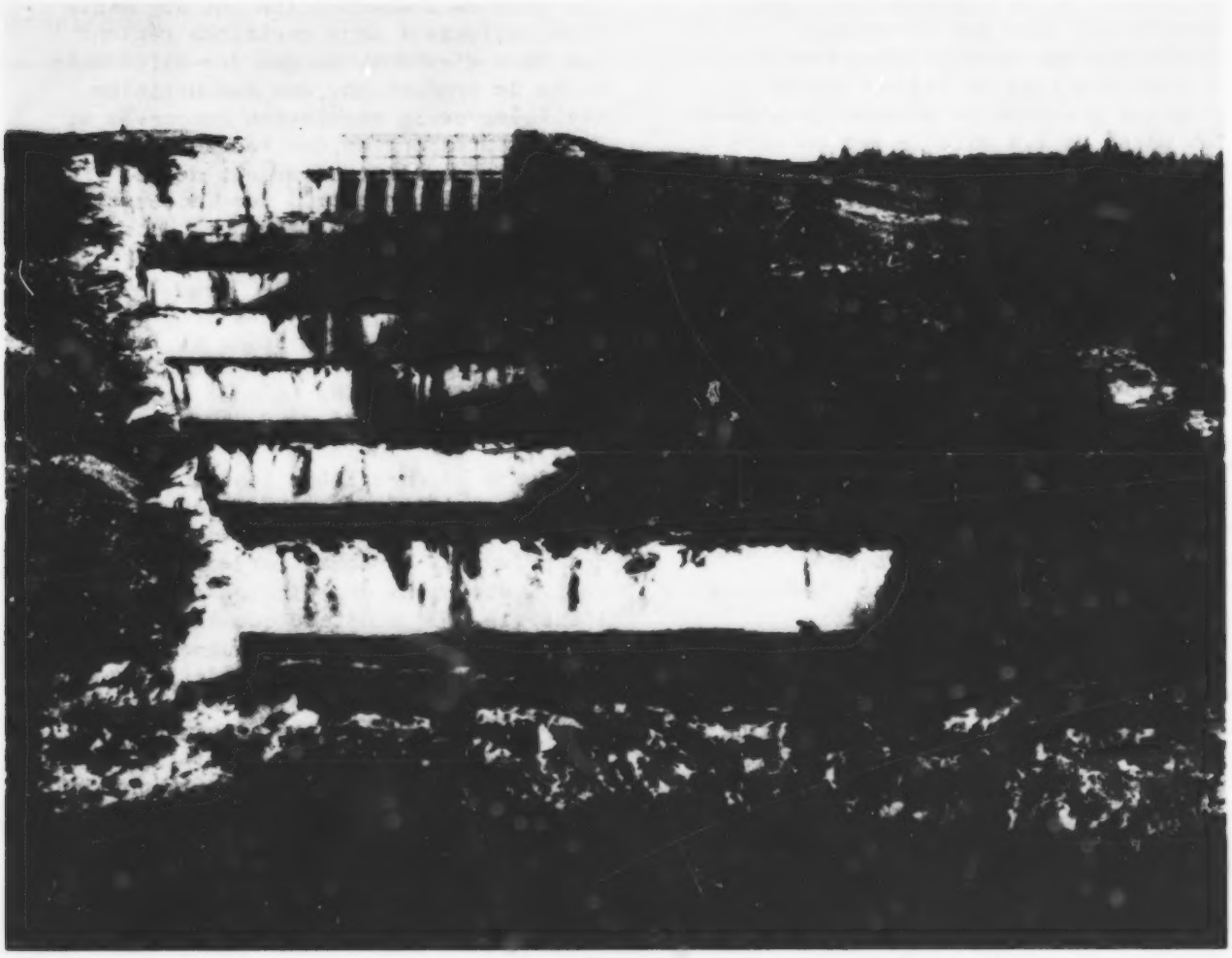
Les augmentations rapides du coût de l'électricité enregistrées entre 1974 et 1982 sont attribuables à deux facteurs principaux: la hausse du taux d'inflation, avec une augmentation annuelle moyenne de 10 %, et la hausse du prix des combustibles fossiles, avec une augmentation annuelle moyenne de 16 %. Lorsque le taux d'inflation est élevé, l'industrie de l'électricité est touchée de deux façons: les coûts de construction des installations supplémentaires augmentent, de même que le taux d'intérêt sur les fonds empruntés.

La figure 11 indique le taux d'intérêt moyen sur la nouvelle dette à long terme des services publics d'électricité pour la période allant de 1960 à 1985. Les taux d'intérêt ont commencé à augmenter en 1974, à l'époque de la première crise du pétrole. Ils ont atteint leur point culminant en 1981 et en 1982, avec des taux respectifs de 16,3 % et de 15,9 %; par contre, depuis 1983, les taux d'intérêt ont fortement diminué. En 1985, les taux d'intérêt ont atteint en moyenne 11,7 %; toutefois, le taux d'inflation (mesuré à partir de l'Indice des prix à la consommation (IPC)) a été de 4 %, d'où un taux d'intérêt réel de 7,7 %.

L'Indice des coûts de construction, présenté à la figure 12, montre que les augmentations de ces coûts pour les installations hydro-électriques et thermiques ont été supérieures à l'Indice des prix à la consommation entre 1968 et 1985. L'augmentation moyenne des coûts de construction pour la période allant de 1973 à 1985 se chiffrait à 8,0 % dans le cas des projets hydro-électriques et à 8,6 % pour les installations thermiques, comparativement à 7,4 % pour l'IPC. De façon générale, les coûts de construction dans l'industrie de l'électricité tendent à suivre le cours de l'Indice des prix à la consommation.

La figure 13 illustre la progression du coût des combustibles fossiles depuis 1969. Le coût du combustible utilisé pour la production d'électricité était généralement stable avant la crise du pétrole de 1973; c'est après 1973 que surviennent les hausses. Dans l'ensemble du pays, le coût du combustible fossile par kWh d'électricité produite a plus que quadruplé de 1973 à 1984, passant de 3,1 mils à 13,3 mils. Les hausses dans le prix du pétrole ont été encore plus vertigineuses; le coût de production des centrales au mazout est passé de 7,1 mils à 56,1 mils le kWh au cours de la même période, soit une augmentation annuelle de 21 %. Les coûts de production des centrales alimentées au mazout ont atteint un sommet en 1983, se chiffrant à 57,3 mils le kWh, pour ensuite chuter à 56,1 mils en 1984.

Le coût unitaire de l'électricité produite à partir du charbon varie d'une région à l'autre en fonction du type de charbon utilisé, de sa provenance et de



Le déversoir à la centrale La Grande 2 a un débit potentiel de 15 300 $m^3/s$, soit deux fois le débit du fleuve St-Laurent. Chacune des huit vannes de décharge a une largeur de 12 mètres et une hauteur de 20 mètres.

la proportion de l'approvisionnement énergétique issu des centrales alimentées aux combustibles fossiles. Le coût unitaire de l'électricité produite à partir du charbon de l'Ouest est passé de 1,4 mils le kWh en 1973 à 5,9 mils le kWh en 1984; en comparaison, le coût de l'électricité à partir du charbon de l'Est est passé de 4,7 mils à 24,9 mils au cours de la même période.

**ÉTABLISSEMENT DES PRIX**

Le tableau 38 fournit des données sur le revenu moyen tiré des ventes d'électricité dans chaque province. Étant donné que les tarifs de l'électricité sont déterminés de façon à couvrir les coûts de production, le revenu unitaire moyen de l'électricité a commencé à augmenter de façon significative en 1975, avec l'escalade des coûts de production. Dans l'ensemble du Canada, l'accroissement annuel moyen du revenu unitaire a été de 12,1 % pour la période allant de 1975 à 1984. Le taux d'inflation, déterminé en fonction de l'Indice des prix à la consommation, a été de 8,6 % au cours de la même période, ce qui porte à 3,5 % l'augmentation réelle du coût de l'électricité.

Les prix de l'électricité ont augumenté plus rapidement dans certaines régions que dans d'autres, au gré des différents modes de production, des combustibles utilisés, de la population desservie et du taux d'expansion des réseaux pour satisfaire à l'accroissement de la demande d'électricité. Ces facteurs rendent compte des différences dans les tarifs fixés d'un bout à l'autre du pays. Le tableau 39 montre le coût mensuel moyen de l'électricité dans certaines villes canadiennes et le tableau 40 affiche les augmentations du tarif annuel pour les abonnés de chaque province depuis 1976.

La figure 14 enregistre les fluctuations de l'électricité, du pétrole et du gaz naturel en tant qu'éléments de l'Indice des prix à la consommation, de même que les fluctuations de l'Indice des prix de l'énergie. On constate que le prix de l'électricité a connu une augmentation plus lente ou égale à celle de l'IPC pour la période 1971-1976. Depuis 1977, le prix de l'électricité a augmenté beaucoup plus rapidement que l'IPC, mais beaucoup moins rapidement que le prix du mazout et du gaz naturel.

Tableau 38. Revenu moyen tiré des ventes d'électricité, par province (en cents actuels/kWh)

| | 1975 | 1976 | 1977 | 1978 | 1979 | 1980 | 1981 | 1982 | 1983 | 1984 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | (en cents actuels/kWh) | | | | | | | | | |
| T.-N. | 1,4 | 1,4 | 1,7 | 2,0 | 2,2 | 2,3 | 2,8 | 3,6 | 3,7 | 3,8 |
| Î.-P.-É. | 4,1 | 5,1 | 5,9 | 6,4 | 7,2 | 8,1 | 10,0 | 12,0 | 12,4 | 12,8 |
| N.-É. | 2,5 | 2,8 | 3,9 | 4,4 | 4,6 | 4,5 | 4,9 | 5,9 | 6,9 | 7,2 |
| N.-B. | 1,9 | 2,0 | 2,4 | 3,2 | 3,7 | 4,1 | 4,8 | 5,1 | 5,3 | 5,5 |
| Qc | 1,3 | 1,4 | 1,5 | 1,7 | 2,0 | 2,2 | 2,6 | 3,1 | 3,3 | 3,4 |
| Ont. | 1,6 | 1,8 | 2,3 | 2,4 | 2,6 | 2,9 | 3,2 | 3,6 | 3,9 | 4,4 |
| Man. | 1,4 | 1,7 | 1,9 | 2,3 | 2,7 | 2,8 | 2,8 | 2,9 | 3,0 | 3,4 |
| Sask. | 1,8 | 2,1 | 2,4 | 2,7 | 2,7 | 2,9 | 3,6 | 4,0 | 4,2 | 4,5 |
| Alb. | 2,0 | 2,4 | 2,7 | 3,1 | 3,2 | 3,4 | 4,1 | 4,9 | 5,2 | 5,4 |
| C.-B. | 1,6 | 1,8 | 2,1 | 2,2 | 2,4 | 2,6 | 3,0 | 3,8 | 3,8 | 4,5 |
| Yukon | 2,7 | 3,5 | 4,1 | 4,4 | 4,9 | 5,3 | 6,7 | 8,3 | 8,3 | 8,6 |
| T.N.-O. | 4,0 | 5,2 | 6,9 | 7,7 | 9,0 | 10,0 | 11,5 | 14,8 | 17,9 | 14,1 |
| Canada | 1,5 | 1,7 | 2,0 | 2,3 | 2,5 | 2,8 | 3,1 | 3,7 | 3,9 | 4,2 |

Source: Statistique Canada, publication 57-202.

Tableau 39. Coût mensuel de l'électricité dans certaines villes canadiennes, janvier 1985

| Secteur | Résidentiel | Commercial | Industriel |
|---|---|---|---|
| Demande facturable (KW) | - | 100 | 1 000 |
| Consommation (KWh) | 1000 | 25 000 | 400 000 |
| | | (dollars) | |
| Saint-Jean | 74,06 | 1 889,50 | 24 090,62 |
| Charlottetown | 117,60 | 3 419,56 | 44 359,86 |
| Halifax | 65,72 | 2 047,21 | 21 134,61 |
| Moncton | 60,88 | 1 948,12 | 19 480,00 |
| Montréal | 38,90 | 1 334,10 | 15 492,80 |
| Ottawa | 45,36 | 1 184,18 | 16 814,18 |
| Toronto | 50,91 | 1 564,00 | 18 970,00 |
| Winnipeg | 36,44 | 963,25 | 10 940,77 |
| Regina | 47,26 | 1 497,20 | 19 009,70 |
| Calgary | 50,48 | 1 469,71 | 16 949,39 |
| Edmonton | 48,30 | 1 458,40 | 18 644,52 |
| Vancouver | 51,41 | 1 284,37 | 15 462,10 |
| Whitehorse | 69,30 | 2 205,00 | - |
| Yellowknife | 95,00 | 3 255,50 | 48 605,00 |

Source: Statistique Canada, publication 57-203.

Tableau 40. Augmentation annuelle moyenne des tarifs, 1976-1985

| Services publics | Pourcentage de variation des tarifs: moyenne établie pour toutes les catégories de clients | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1976 | 1977 | 1978 | 1979 | 1980 | 1981 | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 |
| Newfoundland Hydro | 14,0 | 8,4 | 25,0 | - | 19,0 | 15,8 | - | 18,2 | - | - |
| Newfoundland Light & Power | 13,4 | 9,8 | 21,2 | 12,4 | 11,8 | 14,6 | - | 12,0 | - | - |
| Maritime Electric | (8,0) | 17,0 | 13,0 | - | 13,1 | 21,4 | -** | -** | -** | 3,7 |
| Nova Scotia Power | - | 43,0 | 14,0 | 12,5 | -(2) | - | - | 36,6 | - | - |
| Commission d'énergie du Nouveau-Brunswick | 12,0 | 16,6 | 9,9 | 7,9 | 7,8 | 9,8 | - | 8,8 | 6,2 | 4,6 |
| Hydro-Québec | 10,3 | 9,9 | 18,7 | 13,7 | 13,3 | 10,6 | 16,3 | 7,3 | 4,0 | 4,0 |
| Hydro-Ontario | 14,9 | 25,6 | 5,7 | 7,7 | 7,3 | 10,0 | 10,0 | 8,2 | 7,5 | 8,6 |
| Manitoba Hydro | 16,6 | 15,0 | 14,9 | 14,4 | -(1) | - | - | 9,5 | 7,9 | 5,0 |
| Saskatchewan Power | 13,0 | 17,0 | 3,3 | 8,3 | 7,9 | 16,1 | - | 12,6 | 9,2 | - |
| Edmonton Power | 10,1 | 6,0 | 8,1 | - | 26,0 | 12,0 | 13,2 | 8,0 | 5,0 | 6,7 |
| TransAlta Utilities | 25,8 | 14,7 | 15,6 | 7,5 | - | 13,0 | 4,0 | 15,0 | - | 1,7 |
| Alberta Power | 11,4 | 20,2 | - | - | 12,3 | 28,9 | -11,6* | - | - | -4,3 |
| B.C. Hydro | 14,2 | 12,1 | 13,4 | 5,5 | 7,6 | 2,6 | 20,0* | 6,0 | 6,5 | 3,8 |

(1) En 1979 le gouvernement provicial a gelé les tarifs jusqu'en 1983.
(2) Le gouvernement provincial a gelé les tarifs en 1980.
* D'après la catégorie des consommateurs du secteur résidentiel. (La réduction des tarifs découle du rabais accordé par l'Alberta Electric Energy Marketing Agency.)
** Ne reflète pas les variations mensuelles des frais de service et de redressement du prix des combustibles.

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada.

Figure 11

**Taux d'intérêt moyen sur la nouvelle dette à long terme des services publics d'électricité**

*1960–1985*

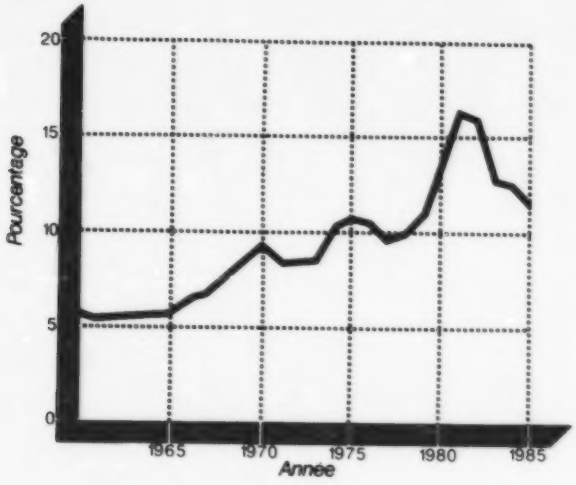



Figure 12

**Tendances de l'indice des prix dans le domaine de la construction des installations de production d'électricité**

*Année de référence, 1971*

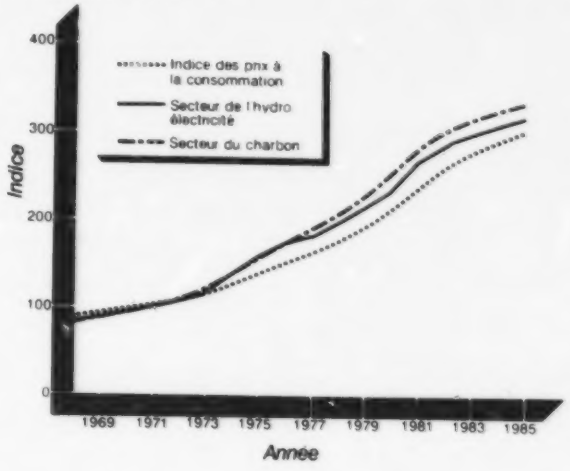



Figure 13

**Coût unitaire du combustible fossile servant à la production d'électricité**

*1969–1984*

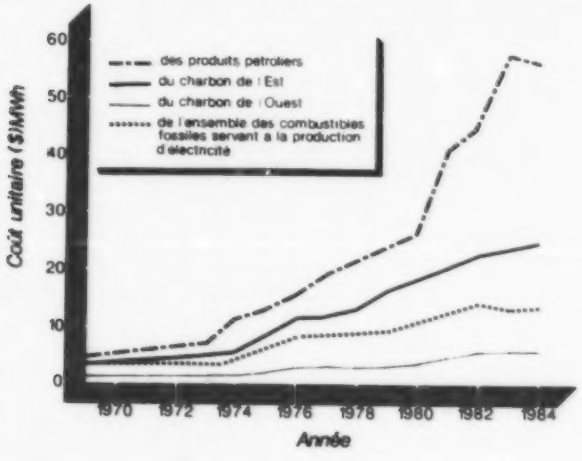
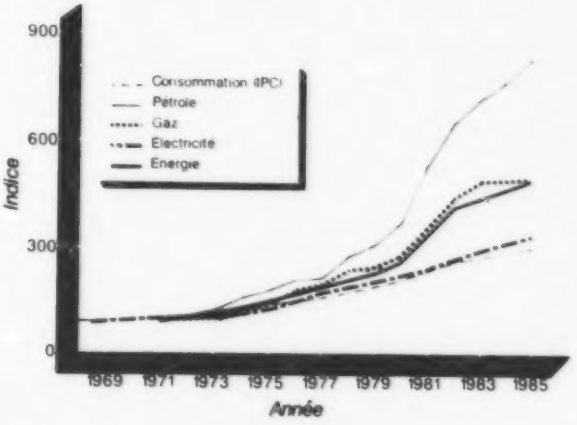



Figure 14

**Indices des prix**

*1971–1985*



# *Annexes*


Tableau A1. Puissance installée et consommation d'énergie électrique au Canada, 1920-1985

Tableau A2. Puissance installée et projetée, 1985

Tableau A3. Capacité thermique classique, par type de combustible. Données préliminaires au 31 décembre 1985

Tableau A4. Production d'énergie électrique, par type de combustible

Tableau A5. Importations et exportations d'électricité effectuées par les provinces

Tableau A6. Capacité de production par type

Tableau A7. Expansion de la capacité de production installée au Canada, par centrale. Principales augmentations en 1985 et projets pour 1986-2000

| Année | Puissance installée | | | | | Consommation d'énergie électrique(a) | Demande moyenne(b) | Demande de pointe(c) | Réserve de production(d) | | Facteur de charge(e) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Thermique | | | Hydro-électrique | Total | | | | | | |
| | Classique | Nucléaire | Total partiel | | | | | | | | |
| | (MW) | | | | | (GWh) | (MW) | (MW) | (MW) | (%) | (%) |
| 1920 | 300 | - | 300 | 1 700 | 2 000 | - | - | - | - | - | - |
| 1930 | 400 | - | 400 | 4 300 | 4 700 | 19 468 | 2 222 | - | - | - | - |
| 1940 | 500 | - | 500 | 6 200 | 6 700 | 33 062 | 3 774 | - | - | - | - |
| 1950 | 900 | - | 900 | 8 900 | 9 800 | 55 037 | 6 283 | - | - | - | - |
| 1955 | 2 100 | - | 2 100 | 12 600 | 14 700 | 81 000 | 9 247 | 12 536 | 2 164 | 17 | 74 |
| 1960 | 4 392 | - | 4 392 | 18 657 | 23 049 | 109 302 | 12 477 | 17 264 | 5 785 | 34 | 72 |
| 1961 | 5 072 | - | 5 072 | 19 019 | 24 091 | 110 950 | 12 666 | 18 353 | 5 738 | 31 | 69 |
| 1962 | 5 609 | 20 | 5 629 | 19 338 | 24 967 | 116 135 | 13 257 | 18 937 | 6 030 | 32 | 70 |
| 1963 | 6 180 | 20 | 6 200 | 20 101 | 26 301 | 121 510 | 13 871 | 20 783 | 5 518 | 27 | 67 |
| 1964 | 6 694 | 20 | 6 714 | 20 313 | 27 027 | 133 949 | 15 291 | 22 516 | 4 511 | 20 | 68 |
| 1965 | 7 557 | 20 | 7 577 | 21 771 | 29 348 | 144 165 | 16 457 | 24 167 | 5 181 | 21 | 68 |
| 1966 | 8 307 | 20 | 8 327 | 22 438 | 30 765 | 156 956 | 17 917 | 25 921 | 4 844 | 19 | 69 |
| 1967 | 9 373 | 240 | 9 613 | 23 353 | 32 966 | 165 812 | 18 928 | 27 812 | 5 154 | 19 | 68 |
| 1968 | 10 711 | 240 | 10 951 | 24 957 | 35 908 | 176 841 | 20 187 | 30 300 | 5 608 | 19 | 67 |
| 1969 | 12 321 | 240 | 12 561 | 27 031 | 39 592 | 189 522 | 21 635 | 32 092 | 7 500 | 23 | 67 |
| 1970 | 14 287 | 240 | 14 527 | 28 298 | 42 826 | 202 337 | 23 098 | 34 592 | 8 234 | 24 | 67 |
| 1971 | 14 504 | 1 570 | 16 075 | 30 601 | 46 676 | 212 882 | 24 302 | 35 720 | 10 956 | 31 | 68 |
| 1972 | 15 318 | 2 126 | 17 444 | 32 500 | 49 944 | 231 557 | 26 433 | 38 921 | 11 023 | 28 | 68 |
| 1973 | 17 711 | 2 400 | 20 111 | 34 266 | 54 376 | 249 298 | 28 459 | 42 699 | 11 677 | 27 | 67 |
| 1974 | 18 085 | 2 666 | 20 751 | 36 779 | 57 530 | 266 956 | 30 747 | 42 528 | 15 002 | 35 | 72 |
| 1975 | 21 404 | 2 666 | 24 070 | 37 282 | 61 352 | 265 955 | 30 360 | 46 187 | 15 165 | 33 | 66 |
| 1976 | 23 039 | 3 466 | 26 505 | 39 488 | 65 993 | 284 829 | 32 515 | 49 537 | 16 456 | 33 | 66 |
| 1977 | 24 699 | 5 066 | 29 765 | 40 810 | 70 575 | 299 673 | 34 209 | 52 001 | 18 574 | 36 | 66 |
| 1978 | 26 154 | 5 866 | 32 020 | 41 898 | 73 918 | 316 435 | 36 123 | 54 106 | 19 812 | 37 | 67 |
| 1979 | 27 353 | 5 866 | 33 219 | 44 009 | 77 228 | 323 465 | 36 925 | 55 699 | 21 529 | 39 | 66 |
| 1980 | 27 853 | 5 866 | 33 719 | 47 919 | 81 634 | 340 069 | 38 821 | 59 170 | 22 464 | 38 | 66 |
| 1981 | 28 493 | 5 600 | 34 093 | 49 216 | 83 308 | 346 333 | 39 536 | 59 237 | 24 071 | 41 | 67 |
| 1982 | 28 957 | 6 547 | 35 504 | 50 007 | 85 511 | 345 115 | 39 397 | 62 417 | 23 094 | 37 | 63 |
| 1983 | 30 447 | 7 771 | 38 218 | 51 274 | 89 492 | 359 838 | 41 077 | 66 866 | 22 626 | 34 | 61 |
| 1984r | 30 427 | 9 813 | 40 240 | 54 949 | 95 189 | 385 516 | 44 009 | 69 044 | 26 442 | 38 | 64 |

(a) 1920-55: Données approximatives calculées en utilisant les données actuelles de Statistique Canada pour les centrales qui produisent de l'énergie destinée à la vente, auxquelles ont été ajoutées les estimations relatives aux centrales produisant exclusivement pour leur propre usage. Perspectives de l'énergie au Canada, (Commission royale d'enquête sur les perspectives économiques du Canada) John Davis, 1957. 1956-1981, Statistique Canada, publication 57-202.

(b) Demande moyenne = consommation d'énergie ÷ 8 760 (heures/an) (c) Statistique Canada, publication 57-204

(d) Marge de réserve = $\frac{\text{(capacité installée - demande de pointe)}}{\text{demande de pointe}}$ (e) Facteur de charge = demande moyenne ÷ demande de pointe r = chiffres révisés

Tableau A2. Puissance installée et projetée, 1985 (MW)

| | Hydro-électrique | Nucléaire | Thermique classique* | Total | % du total canadien |
|---|---|---|---|---|---|
| Terre-Neuve | 6 340 | - | 756 | 7 096 | 7,24 |
| Île-du-Prince-Édouard | - | - | 122 | 122 | 0,12 |
| Nouvelle-Écosse | 366 | - | 1 849 | 2 215 | 2,26 |
| Nouveau-Brunswick | 903 | 680 | 1 896 | 3 479 | 3,55 |
| Québec | 25 467 | 951 | 1 110 | 27 528 | 28,10 |
| Ontario | 7 130 | 9 528 | 13 843 | 30 501 | 31,14 |
| Manitoba | 3 641 | - | 500 | 4 141 | 4,23 |
| Saskatchewan | 743 | - | 2 083 | 2 826 | 2,89 |
| Alberta | 734 | - | 6 486 | 7 220 | 7,37 |
| Colombie-Britannique | 10 840 | - | 1 664 | 12 504 | 12,77 |
| Yukon | 82 | - | 41 | 123 | 0,13 |
| Territoires du Nord-Ouest | 49 | - | 143 | 192 | 0,20 |
| Total canadien au 31 décembre 1985 | 56 295 | 11 159 | 30 493 | 97 947 | 100,00 |
| Pourcentage de la capacité totale | 57,47 | 11,39 | 31,13 | 100,00 | |
| Augmentations nettes en 1985 | 1 345 | 1 346 | 68 | 2 759 | |
| Augmentations prévues en 1986 | 674 | 1 346 | 473 | 2 493 | |

* Détails fournis au Tableau A3. La rubrique "thermique classique" comprend la vapeur, les turbines à gaz et la combustion interne.

Source: Énergie, Mines et Ressources - Questionnaire distribué aux services publics.

Tableau A3. Capacité thermique classique, par type de combustible. Données préliminaires au 31 décembre 1985 (MW)

| | Vapeur | | | | | Turbines à gaz | | | Combustion interne | | | Toutes les sources thermiques classiq | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Charbon | Mazout | Gaz | Autres* | Total | Mazout | Gaz | Total | Mazout | Gaz | Total | Charbon | Mazout | Gaz | Autres* | Tot |
| Terre-Neuve | - | 505 | - | - | 505 | 170 | - | 170 | 81 | - | 81 | - | 756 | - | - | 75 |
| Île-du-Prince-Édouard | - | 71 | - | - | 71 | 41 | - | 41 | 11 | - | 11 | - | 123 | - | - | 12 |
| Nouvelle-Écosse | 875 | 793 | - | - | 1 668 | 180 | - | 180 | 1 | - | 1 | 875 | 974 | - | - | 1 84 |
| Nouveau-Brunswick | 285 | 1 561 | - | 22 | 1 868 | 23 | - | 23 | 5 | - | 5 | 285 | 1 589 | - | 22 | 1 89 |
| Québec | - | 628 | - | 10 | 638 | 363 | - | 363 | 109 | - | 109 | - | 1 100 | - | 10 | 1 11 |
| Ontario | 9 356 | 2 295 | 1 365 | 90 | 13 106 | 547 | 181 | 728 | 4 | 6 | 10 | 9 356 | 2 846 | 1 552 | 90 | 13 84 |
| Manitoba | 419 | - | 4 | 23 | 446 | 24 | - | 24 | 30 | - | 30 | 419 | 54 | 4 | 23 | 500 |
| Saskatchewan | 1 772 | - | 106 | 43 | 1 921 | - | 155 | 155 | 6 | - | 6 | 1 772 | 6 | 261 | 43 | 2 082 |
| Alberta | 4 479 | 66 | 1 264 | 107 | 5 916 | - | 524 | 524 | 17 | 29 | 46 | 4 479 | 83 | 1 817 | 107 | 6 486 |
| Colombie-Britannique | - | 124 | 1 038 | 251 | 1 413 | 100 | 54 | 154 | 78 | 18 | 96 | - | 302 | 1 110 | 251 | 1 663 |
| Yukon | - | - | - | - | - | - | - | - | 41 | - | 41 | - | 41 | - | - | 41 |
| Territoires du Nord-Ouest | - | - | - | - | - | - | - | - | 143 | - | 143 | - | 143 | - | - | 143 |
| Canada | 17 186 | 6 043 | 3 777 | 546 | 27 552 | 1 448 | 914 | 2 362 | 526 | 53 | 579 | 17 186 | 8 017 | 4 744 | 546 | 30 493 |

* Essentiellement des déchets de bois et du goudron de bois.
Les totaux peuvent ne pas correspondre à la somme des éléments en raison de l'arrondissement des chiffres.

Tableau A4. Production d'énergie électrique, par type de combustible, (GWh)

| | Sources thermiques classiques* | | | | Nucléaire | Hydro-électrique | Total | % de la production totale | % produit par | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Charbon | Mazout | Gaz | Total | | | | | Services publics d'électricité | Établissements industriels |
| Terre-Neuve | 0 | 1 754 | 0 | 1 754 | 0 | 39 633 | 41 387 | 9,27 | 99,00 | 1,00 |
| Île-du-Prince-Édouard | 0 | 2 | 0 | 2 | 0 | 0 | 2 | 0,00 | 100,00 | 0,00 |
| Nouvelle-Écosse | 5 947 | 661 | 0 | 6 608 | 0 | 903 | 7 511 | 1,68 | 94,92 | 5,08 |
| Nouveau-Brunswick | 1 457 | 2 280 | 0 | 3 737 | 5 427 | 2 258 | 11 422 | 2,56 | 94,54 | 5,46 |
| Québec | 0 | 150 | 0 | 150 | 3 209 | 133 368 | 136 727 | 30,63 | 87,07 | 12,93 |
| Ontario | 31 973 | 13 | 0 | 31 986 | 48 459 | 41 216 | 121 661 | 27,25 | 96,85 | 3,15 |
| Manitoba | 320 | 61 | 0 | 381 | 0 | 22 361 | 22 742 | 5,09 | 99,72 | 0,28 |
| Saskatchewan | 9 584 | 9 | 282 | 9 875 | 0 | 1 941 | 11 816 | 2,65 | 97,02 | 2,98 |
| Alberta | 30 179 | 9 | 1 673 | 31 861 | 0 | 1 392 | 33 253 | 7,45 | 91,58 | 8,42 |
| Colombie-Britannique | 0 | 2 022 | 0 | 2 022 | 0 | 57 104 | 59 126 | 13,24 | 80,38 | 19,62 |
| Yukon/T.N.-O. | 0 | 205 | 0 | 205 | 0 | 561 | 766 | 0,17 | 96,47 | 3,53 |
| Canada | 79 460 | 7 166 | 1 955 | 88 581 | 57 095 | 300 737 | 446 413 | 100,00 | 94,32 | 5,68 |

* Quantités estimatives.

Source: Statistique Canada
Énergie, Mines et Ressources Canada - Questionnaire distribué aux services publics.

Tableau A5. Importations et exportations d'électricité effectuées par les provinces (GWh)

| | | Commerce interprovincial | | | Commerce international | | | Total des exportations nettes |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Année | Exportations | Importations | Exportations nettes | Exportations | Importations | Exportations nettes | |
| Terre-Neuve | 1985 | 31 837 | - | 31 837 | - | - | - | 31 837 |
| | 1984r | 36 043 | - | 36 043 | - | - | - | 36 043 |
| | 1983 | 31 234 | - | 31 234 | - | - | - | 31 234 |
| Île-du-Prince-Édouard | 1985 | - | 575 | -575 | - | - | - | -575 |
| | 1984r | - | 539 | -539 | - | - | - | -539 |
| | 1983 | - | 519 | -519 | - | - | - | -519 |
| Nouvelle-Écosse | 1985 | 199 | 350 | -151 | - | - | - | -151 |
| | 1984r | 282 | 301 | -19 | - | - | - | -19 |
| | 1983 | 121 | 723 | -602 | - | - | - | -602 |
| Nouveau-Brunswick | 1985 | 927 | 6 026 | -5 099 | 6 093 | 12 | 6 081 | 982 |
| | 1984r | 841 | 4 588 | -3 747 | 5 657 | 17 | 5 640 | 1 893 |
| | 1983 | 1 245 | 4 112 | -2 867 | 5 265 | 24 | 5 241 | 2 374 |
| Québec | 1985 | 14 491 | 31 878 | -17 387 | 9 581 | 3 | 9 578 | -7 809 |
| | 1984r | 11 668 | 36 105 | -24 437 | 11 250 | 8 | 11 242 | -13 195 |
| | 1983 | 9 371 | 31 290 | -21 919 | 10 128 | 8 | 10 120 | -11 799 |
| Ontario | 1985 | 44 | 9 632 | -9 588 | 10 563 | 1 701 | 8 862 | -726 |
| | 1984r | 64 | 8 302 | -8 238 | 11 370 | 913 | 10 457 | 2 219 |
| | 1983 | 59 | 6 336 | -6 277 | 12 207 | 369 | 11 838 | 5 561 |
| Manitoba | 1985 | 2 524 | 1 238 | 1 286 | 5 660 | 45 | 5 615 | 6 901 |
| | 1984r | 2 565 | 1 301 | 1 264 | 5 057 | 43 | 5 014 | 6 278 |
| | 1983 | 2 555 | 1 213 | 1 342 | 5 994 | 19 | 5 975 | 7 317 |

.../2

Tableau A5. Importations et exportations d'électricité effectuées par les provinces (GWh) (suite)

| | Année | Commerce interprovincial | | | Commerce international | | | Total des exportations nettes |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Exportations | Importations | Exportations nettes | Exportations | Importations | Exportations nettes | |
| Saskatchewan | 1985 | 1 236 | 1 556 | -320 | 163 | 93 | 70 | -250 |
| | 1984r | 1 302 | 1 625 | -323 | 86 | 66 | 20 | -303 |
| | 1983 | 1 210 | 1 601 | -391 | 81 | 84 | -3 | -394 |
| Alberta | 1985 | 243 | 278 | -35 | - | 2 | -2 | -37 |
| | 1984r | 262 | 302 | -40 | - | 2 | -2 | -42 |
| | 1983 | 198 | 346 | -148 | - | 2 | -2 | -150 |
| Colombie-Britannique | 1985 | 275 | 243 | 32 | 10 956 | 837 | 10 119 | 10 151 |
| | 1984r | 298 | 262 | 36 | 8 015 | 1 294 | 6 721 | 6 757 |
| | 1983 | 341 | 196 | 145 | 4 633 | 2 251 | 2 382 | 2 527 |
| Yukon | 1985 | - | - | - | - | - | - | - |
| | 1984r | - | - | - | - | - | - | - |
| | 1983 | - | - | - | - | - | - | - |
| Territoires du Nord-Ouest | 1985 | - | - | - | - | - | - | - |
| | 1984r | - | - | - | - | - | - | - |
| | 1983 | - | - | - | - | - | - | - |
| Canada | 1985 | - | - | - | 43 016 | 2 693* | 40 323 | 40 323 |
| | 1984r | - | - | - | 41 436 | 2 343* | 39 093 | 39 093 |
| | 1983 | - | - | - | 38 308 | 2 757* | 35 551 | 35 551 |

r Révisé.
* Comprend les échanges.

Source: Statistique Canada.

Tableau A6. Capacité de production par type (MW)*

| | Vapeur | Turbines à gaz | Combustion interne | Nucléaire | Total thermique | Hydro-électricité | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| TERRE-NEUVE | | | | | | | |
| Total à la fin de 1984 | 504,60 | 170,39 | 81,07 | - | 756,06 | 6 212,70 | 6 968,76 |
| Augmentations en 1985 | - | - | - | - | - | 127,31 | 127,31 |
| Total à la fin de 1985 | 504,60 | 170,39 | 81,07 | - | 756,06 | 6 340,01 | 7 096,07 |
| Augmentations projetées | | | | | | | |
| 1986 | - | - | - | - | - | 0,51 | 0,51 |
| 1989 | - | - | - | - | - | 5,00 | 5,00 |
| Total à la fin de 1989 | 504,60 | 170,39 | 81,07 | - | 756,06 | 6 345,52 | 7 101,58 |
| ÎLE-DU-PRINCE-ÉDOUARD | | | | | | | |
| Total à la fin de 1984 | 70,50 | 40,85 | 11,14 | - | 122,49 | - | 122,49 |
| Augmentations en 1985 | - | - | - | - | - | - | - |
| Total à la fin de 1985 | 70,50 | 40,85 | 11,14 | - | 122,49 | - | 122,49 |
| NOUVELLE-ÉCOSSE | | | | | | | |
| Total à la fin de 1984 | 1 783,09 | 205,00 | 0,60 | - | 1 988,69 | 366,40 | 2 355,09 |
| Augmentations en 1985 | -114,51 | -24,99 | - | - | -139,50 | - | -139,50 |
| Total à la fin de 1985 | 1 668,58 | 180,01 | 0,60 | - | 1 849,19 | 366,40 | 2 215,59 |
| Augmentations projetées | | | | | | | |
| 1991 | 300,00 | - | - | - | 300,00 | - | 300,00 |
| 1995 | 300,00 | - | - | - | 300,00 | - | 300,00 |
| 1996 | 300,00 | - | - | - | 300,00 | - | 300,00 |
| 1988 | 300,00 | - | - | - | 300,00 | - | 300,00 |
| 2000 | 300,00 | - | - | - | 300,00 | - | 300,00 |
| 2002 | 300,00 | - | - | - | 300,00 | - | 300,00 |
| 2003 | 300,00 | - | - | - | 300,00 | - | 300,00 |
| 2005 | 300,00 | - | - | - | 300,00 | - | 300,00 |
| Total à la fin de 2005 | 4 068,58 | 180,01 | 0,60 | - | 4 249,19 | 366,40 | 4 615,59 |

.../2

Tableau A6. Capacité de production par type (MW)* (suite)

| | Vapeur | Turbines à gaz | Combustion interne | Nucléaire | Total thermique | Hydro-électricité | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| NOUVEAU-BRUNSWICK | | | | | | | |
| Total à la fin de 1984 | 1 868,08 | 23,38 | 4,84 | 680,00 | 2 576,30 | 903,03 | 3 479,33 |
| Augmentations en 1985 | - | - | - | - | - | - | - |
| Total à la fin de 1985 | 1 868,08 | 23,38 | 4,84 | 680,00 | 2 576,30 | 903,03 | 3 479,33 |
| Augmentations projetées | | | | | | | |
| 1992 | 200,00 | - | - | - | 200,00 | - | 200,00 |
| 1996 | 335,00 | - | - | - | 335,00 | - | 335,00 |
| Total à la fin de 1996 | 2 403,08 | 23,38 | 4,84 | 680,00 | 3 111,30 | 903,03 | 4 014,33 |
| QUÉBEC | | | | | | | |
| Total à la fin de 1984 | 637,75 | 362,88 | 108,85 | 951,40 | 2 060,88 | 24 877,52 | 26 938,40 |
| Augmentations en 1985 | - | - | - | - | 0,00 | 589,00 | 589,00 |
| Total à la fin de 1985 | 637,75 | 362,88 | 108,85 | 951,40 | 2 060,88 | 25 466,52 | 27 527,40 |
| Augmentations projetées | | | | | | | |
| 1986 | - | - | - | - | 0,00 | 589,00 | 589,00 |
| 1987 | - | - | - | - | 0,00 | - | 0,00 |
| 1988 | - | - | - | - | 0,00 | 21,60 | 21,60 |
| 1989 | - | - | - | - | 0,00 | 980,00 | 980,00 |
| 1990 | - | - | - | - | 0,00 | - | 0,00 |
| 1991 | - | - | - | - | 0,00 | - | 0,00 |
| 1992 | - | - | - | - | 0,00 | 950,00 | 950,00 |
| 1993 | - | - | - | - | 0,00 | 950,00 | 950,00 |
| 1994 | - | - | - | - | 0,00 | - | 0,00 |
| 1995 | - | 700,00 | - | - | 700,00 | - | 700,00 |
| 1996 | - | 700,00 | - | - | 700,00 | - | 700,00 |
| 1997 | - | 100,00 | - | - | 100,00 | 684,00 | 784,00 |
| 1998 | - | 100,00 | - | - | 100,00 | 684,00 | 784,00 |
| 1999 | - | 700,00 | - | - | 700,00 | - | 700,00 |
| Total à la fin de 1999 | 637,75 | 2 662,88 | 108,85 | 951,40 | 4 360,88 | 30 325,12 | 34 686,00 |

.../3

Tableau A6. Capacité de production par type (MW)* (suite)

| | Vapeur | Turbines à gaz | Combustion interne | Nucléaire | Total thermique | Hydro-électricité | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ONTARIO | | | | | | | |
| Total à la fin de 1984 | 12 899,80 | 728,09 | 9,52 | 8 182,00 | 21 819,41 | 7 129,95 | 28 949,36 |
| Augmentations en 1985 | 206,00 | - | - | 1 346,00 | 1 552,00 | - | 1 552,00 |
| Total à la fin de 1985 | 13 105,80 | 728,09 | 9,52 | 9 528,00 | 23 371,41 | 7 129,95 | 30 501,36 |
| Augmentations projetées | | | | | | | |
| 1986 | - | 104,00 | - | 1 346,00 | 1 450,00 | - | 1 450,00 |
| 1987 | - | - | - | 830,00 | 830,00 | - | 830,00 |
| 1988 | - | - | - | 881,00 | 881,00 | 7,50 | 888,50 |
| 1989 | - | - | - | 881,00 | 881,00 | 20,50 | 901,50 |
| 1990 | - | - | - | - | - | 15,00 | 15,00 |
| 1991 | - | - | - | 881,00 | 881,00 | - | 881,00 |
| 1992 | - | - | - | 881,00 | 881,00 | - | 881,00 |
| Total à la fin de 1992 | 13 105,80 | 832,09 | 9,52 | 15 228,00 | 29 175,41 | 7 172,95 | 36 348,36 |
| MANITOBA | | | | | | | |
| Total à la fin de 1984 | 445,80 | 23,80 | 30,48 | - | 500,08 | 3 641,10 | 4 141,18 |
| Augmentations en 1985 | - | - | - | - | - | - | - |
| Total à la fin de 1985 | 445,80 | 23,80 | 30,48 | - | 500,08 | 3 641,10 | 4 141,18 |
| Augmentations projetées | | | | | | | |
| 1990 | - | - | - | - | - | 256,00 | 256,00 |
| 1991 | - | - | - | - | - | 640,00 | 640,00 |
| 1992 | - | - | - | - | - | 384,00 | 384,00 |
| 1997 | - | - | - | - | - | 130,00 | 130,00 |
| 1998 | - | - | - | - | - | 520,00 | 520,00 |
| 1999 | - | - | - | - | - | 650,00 | 650,00 |
| Total à la fin de 1999 | 445,80 | 23,80 | 30,48 | - | 500,08 | 6 221,10 | 6 721,18 |

.../4

Tableau A6. Capacité de production par type (MW)* (suite)

| | Vapeur | Turbines à gaz | Combustion interne | Nucléaire | Total thermique | Hydro-électricité | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| SASKATCHEWAN | | | | | | | |
| Total à la fin de 1984 | 1 921,76 | 154,92 | 6,10 | - | 2 082,78 | 575,50 | 2 658,28 |
| Augmentations en 1985 | - | - | - | - | - | 168,00 | 168,00 |
| Total à la fin de 1985 | 1 921,76 | 154,92 | 6,10 | - | 2 082,78 | 743,50 | 2 826,28 |
| Augmentations projetées | | | | | | | |
| 1986 | - | - | - | - | - | 84,00 | 84,00 |
| Total à la fin de 1986 | 1 921,76 | 154,92 | 6,10 | - | 2 082,78 | 827,50 | 2 910,28 |
| ALBERTA | | | | | | | |
| Total à la fin de 1984 | 5 915,72 | 524,10 | 46,28 | - | 6 486,10 | 733,70 | 7 219,80 |
| Augmentations en 1985 | - | - | - | - | - | - | - |
| Total à la fin de 1985 | 5 915,72 | 524,10 | 46,28 | - | 6 486,10 | 733,70 | 7 219,80 |
| Augmentations projetées | | | | | | | |
| 1986 | 380,00 | - | - | - | 380,00 | - | 380,00 |
| 1989 | 400,00 | - | - | - | 400,00 | - | 400,00 |
| 1990 | 380,00 | - | - | - | 380,00 | - | 380,00 |
| 1991 | 400,00 | - | - | - | 400,00 | - | 400,00 |
| 1993 | - | 200,00 | - | - | 200,00 | - | 200,00 |
| 1994 | - | 300,00 | - | - | 300,00 | - | 300,00 |
| 1995 | 360,00 | - | - | - | 360,00 | - | 360,00 |
| 1996 | - | - | - | - | - | 759,00 | 759,00 |
| 1997 | 360,00 | - | - | - | 360,00 | 906,00 | 1 266,00 |
| 1998 | - | - | - | - | - | 151,00 | 151,00 |
| 1999 | 360,00 | - | - | - | 360,00 | - | 360,00 |
| 2000 | 360,00 | 200,00 | - | - | 560,00 | - | 560,00 |
| 2001 | 360,00 | - | - | - | 360,00 | - | 360,00 |
| 2002 | - | - | - | - | - | - | - |
| 2003 | 1 080,00 | 400,00 | - | - | 1 480,00 | - | 1 480,00 |
| 2004 | - | 100,00 | - | - | 100,00 | - | 100,00 |
| 2005 | 360,00 | - | - | - | 360,00 | - | 360,00 |
| Total à la fin de 2005 | 10 715,72 | 1 724,10 | 46,28 | - | 12 486,10 | 2 549,70 | 15 035,80 |

.../5

Tableau A6. Capacité de production par type (MW)* (suite)

| | Vapeur | Turbines à gaz | Combustion interne | Nucléaire | Total Thermique | Hydro-électricité | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| COLOMBIE-BRITANNIQUE | | | | | | | |
| Total à la fin de 1984 | 1 414,42 | 153,70 | 95,93 | - | 1 664,05 | 10 378,79 | 12 042,84 |
| Augmentations en 1985 | - | - | - | - | - | 460,75 | 460,75 |
| Total à la fin de 1985 | 1 414,42 | 153,70 | 95,93 | - | 1 664,05 | 10 839,54 | 12 503,59 |
| Augmentations projetées | | | | | | | |
| 1997 | - | - | - | - | - | 160,00 | 160,00 |
| 1998 | - | - | - | - | - | 80,00 | 80,00 |
| 2000 | - | - | - | - | - | 300,00 | 300,00 |
| 2001 | - | - | - | - | - | 600,00 | 600,00 |
| 2002 | - | - | - | - | - | 110,00 | 110,00 |
| 2003 | - | - | - | - | - | 110,00 | 110,00 |
| 2004 | - | - | - | - | - | 55,00 | 55,00 |
| Total à la fin de 2004 | 1 414,42 | 153,70 | 95,93 | - | 1 664,05 | 12 254,54 | 13 918,59 |
| YUKON ET TERRITOIRES DU NORD-OUEST | | | | | | | |
| Total à la fin de 1984 | - | - | 182,52 | - | 182,52 | 130,70 | 313,22 |
| Augmentations en 1985 | - | - | 1,50 | - | 1,50 | - | 1,50 |
| Total à la fin de 1985 | - | - | 184,02 | - | 184,02 | 130,70 | 314,72 |
| Augmentations projetées | | | | | | | |
| 1986 | - | - | 3,00 | - | - | - | 0,00 |
| Total à la fin de 1986 | - | - | 187,02 | - | 184,02 | 130,70 | 314,72 |

.../6

Tableau A6. Capacité de production par type (MW)* (suite)

| | Vapeur | Turbines à gaz | Combustion interne | Nucléaire | Total thermique | Hydro-électricité | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| CANADA | | | | | | | |
| Total à la fin de 1984 | 27 461,52 | 2 387,11 | 577,33 | 9 813,40 | 40 239,36 | 54 949,39 | 95 188,75 |
| Augmentations en 1984 | 91,49 | -24,99 | 1,54 | 1 346,00 | 1 414,04 | 1 345,06 | 2 759,10 |
| Total à la fin de 1985 | 27 553,01 | 2 362,12 | 578,87 | 11 159,40 | 41 653,40 | 56 294,45 | 97 947,85 |
| Augmentations projetées | | | | | | | |
| 1986 | 380,00 | 104,00 | 3,00 | 1 346,00 | 1 830,00 | 673,51 | 2 503,51 |
| 1987 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 830,00 | 830,00 | 0,00 | 830,00 |
| 1988 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 881,00 | 881,00 | 29,10 | 910,10 |
| 1989 | 400,00 | 0,00 | 0,00 | 881,00 | 1 281,00 | 1 005,50 | 2 286,50 |
| 1990 | 380,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 380,00 | 271,00 | 651,00 |
| 1991 | 700,00 | 0,00 | 0,00 | 881,00 | 1 581,00 | 640,00 | 2 221,00 |
| 1992 | 200,00 | 0,00 | 0,00 | 881,00 | 1 081,00 | 1 334,00 | 2 415,00 |
| 1993 | 0,00 | 200,00 | 0,00 | 0,00 | 200,00 | 950,00 | 1 150,00 |
| 1994 | 0,00 | 300,00 | 0,00 | 0,00 | 300,00 | 0,00 | 300,00 |
| 1995 | 660,00 | 700,00 | 0,00 | 0,00 | 1 360,00 | 0,00 | 1 360,00 |
| 1996 | 635,00 | 700,00 | 0,00 | 0,00 | 1 335,00 | 759,00 | 2 094,00 |
| 1997 | 360,00 | 100,00 | 0,00 | 0,00 | 460,00 | 1 880,00 | 2 340,00 |
| 1998 | 300,00 | 100,00 | 0,00 | 0,00 | 400,00 | 1 435,00 | 1 835,00 |
| 1999 | 360,00 | 700,00 | 0,00 | 0,00 | 1 060,00 | 650,00 | 1 710,00 |
| 2000 | 660,00 | 200,00 | 0,00 | 0,00 | 860,00 | 300,00 | 1 160,00 |
| 2001 | 360,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 360,00 | 600,00 | 960,00 |
| 2002 | 300,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 300,00 | 110,00 | 410,00 |
| 2003 | 1 380,00 | 400,00 | 0,00 | 0,00 | 1 780,00 | 110,00 | 1 890,00 |
| 2004 | 0,00 | 100,00 | 0,00 | 0,00 | 100,00 | 55,00 | 155,00 |
| 2005 | 660,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 660,00 | 0,00 | 660,00 |
| Total à la fin de 2005 | 35 288,01 | 5 966,12 | 581,87 | 16 859,40 | 58 692,40 | 67 096,56 | 125 788,96 |

Source: Énergie, Mines et Ressources - Questionnaire distribué aux services publics.

Tableau A7. Expansion de la capacité de production installée au Canada, par centrale. Principales augmentations en 1985 et projets pour 1986 - 2005

| Province et centrale | Type* | Augmentations en 1985 (MW) | Année | Augmentations projetées (MW) | Situation* | Puissance projetée de la centrale (MW) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| TERRE-NEUVE | | | | | | |
| Site inconnu | H | | 1989 | 5,0 | P | 5,00 |
| Cat Arm | H | 127,0 | | | I | 127,00 |
| Petty Harbour | H | | 1986 | 1 x 0,51 | C | 5,51 |
| Tors Cove | H | 0,25 | | | I | 6,75 |
| Port Union | H | 0,06 | | | | 0,62 |
| NOUVELLE-ÉCOSSE | | | | | | |
| Lingan | V(c) | | 1996 | 300 | P | 900,00 |
| Fall River | H | 0,5 | | - | I | 0,50 |
| Nouvelle centrale thermique | V(c) | | 1998 | 300 | P | |
| | | | 2000 | 300 | P | |
| | | | 2002 | 300 | P | |
| | | | 2003 | 300 | P | |
| | | | 2005 | 300 | P | 1 500,00 |
| Point Tupper | V(c) | | 1991 | 300 | P | |
| | | | 1995 | 300 | P | |
| NOUVEAU-BRUNSWICK | | | | | | |
| Nouvelle centrale à vapeur | V(c) | | 1992 | 200 | P | |
| | | | 1996 | 335 | P | 535,00 |
| QUÉBEC | | | | | | |
| LG-4 | H | 2 x 294,5 | | | I | |
| | | | 1986 | 2 x 294,5 | I* | 2 650,50 |
| Lac Robertson | H | | 1988 | 2 x 10,8 | P | 21,60 |
| Manic 5A | H | | 1989 | 4 x 245,0 | P | 2 272,00 |
| LG-2A | H | | 1992 | 2 x 317 | P | |
| | | | 1992 | 316 | P | |
| | | | 1993 | 316 | P | |
| | | | 1993 | 2 x 317 | P | 7 228,00 |
| LG-1 | H | | 1997 | 6 x 114 | P | |
| | | | 1998 | 6 x 114 | P | 1 368,00 |
| Sites divers | GT(o) | | 1995 | 700 | P | |
| | | | 1996 | 700 | P | |
| | | | 1997 | 100 | P | |
| | | | 1998 | 100 | P | |
| | | | 1999 | 700 | P | 2 300,00 |

.../2

Tableau A7. Expansion de la capacité de production installée au Canada, par centrale. Principales augmentations en 1985 et projets pour 1986 - 2005 (suite)

| Province et centrale | Type* | Augmentations en 1985 (MW) | Année | Augmentations projetées (MW) | Situation* | Puissance projetée de la centrale (MW) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| ONTARIO | | | | | | |
| Atikokan | V(c) | 206 | | | I | |
| Bruce B | N | 830 | | | I | |
| | | | 1986 | 830 | C | |
| | | | 1987 | 830 | C | 3 320,00 |
| Darlington | N | | 1988 | 881 | C | |
| | | | 1989 | 881 | C | |
| | | | 1991 | 881 | C | |
| | | | 1992 | 881 | C | |
| | TG | | 1986 | 4 x 26 | P | 3 628,00 |
| Magpie | H | | 1988 | 7,5 | P | |
| | | | 1989 | 7,5 | P | |
| | | | 1989 | 2 x 6,5 | P | |
| | | | 1990 | 2 x 7,5 | P | 43,00 |
| Pickering B | N | 516 | | | I | |
| | | | 1986 | 516 | C | 2 064,00 |
| MANITOBA | | | | | | |
| Limestone | H | | 1990 | 2 x 128 | C | |
| | | | 1991 | 5 x 128 | C | |
| | | | 1992 | 3 x 128 | C | 1 280,00 |
| Wuskwatim | H | | 2012 | 87,5 | P | |
| | | | 2013 | 3 x 87,5 | P | 350,00 |
| Conawapa | H | | 1997 | 130 | P | |
| | | | 1998 | 4 x 130 | P | |
| | | | 1999 | 5 x 130 | P | 1 300,00 |
| SASKATCHEWAN | | | | | | |
| Nipawin | H | 168 | | | I | |
| | | | 1986 | 84 | C | 252,00 |

.../3

Tableau A7. Expansion de la capacité de production installée au Canada, par centrale. Principales augmentations en 1985 et projets pour 1986 - 2005 (suite)

| Province et centrale | Type* | Augmentations en 1985 (MW) | Année | Augmentations projetées (MW) | Situation* | Puissance projetée de la centrale (MW) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| ALBERTA | | | | | | |
| Genesee | V(c) | | 1989 | 400 | C | |
| | | | 1991 | 400 | C | 800,00 |
| Sheerness | V(c) | | 1986 | 380 | C | |
| | | | 1990 | 380 | C | 760,00 |
| Slave River | H | | 1996 | 2 x 153 | P | - |
| | | | 1996 | 3 x 151 | P | - |
| | | | 1997 | 6 x 151 | P | - |
| | | | 1998 | 151 | P | 1 816,00 |
| Nouvelle centrale à vapeur | V(c) | | 1995 | 360 | P | - |
| | | | 1997 | 360 | P | - |
| | | | 1999 | 360 | P | |
| | | | 2000 | 360 | P | |
| | | | 2001 | 360 | P | |
| | | | 2003 | 3 x 360 | P | |
| | | | 2005 | 360 | P | |
| | | | | | P | 3 240,00 |
| Turbines à gaz (demande de pointe) | TG | | 1993 | 2 x 100 | P | |
| | | | 1994 | 3 x 100 | P | |
| | | | 2000 | 2 x 100 | P | |
| | | | 2003 | 4 x 100 | P | |
| | | | 2004 | 100 | P | 1 200,00 |
| COLOMBIE-BRITANNIQUE | | | | | | |
| Keenleyside | H | | 1997 | 2 x 80 | P | |
| | | | 1998 | 1 x 80 | P | 240,00 |
| Murphy Creek | H | | 2002 | 2 x 55 | P | |
| | | | 2003 | 2 x 55 | P | 275,00 |
| | | | 2004 | 55 | P | |
| Revelstoke | H | 460,75 | | | I | |
| | | | | | I | 1 843,00 |
| Peace Site C | H | | 2000 | 2 x 150 | P | |
| | | | 2001 | 4 x 150 | P | 900,00 |

Tableau A7. Expansion de la capacité de production installée au Canada, par centrale. Principales augmentations en 1985 et projets pour 1986 - 2005 (suite)

| Province et centrale | Type* | Augmentations en 1985 (MW) | Année | Augmentations projetées (MW) | Situation* | Puissance projetée de la centrale (MW) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| YUKON | | | | | | |
| Watson Lake | CI | 1,5 | | | I | 5,05 |
| TERRITOIRES DU NORD-OUEST | | | | | | |
| Hay River | CI | | 1986 | 3 | P | |

* Légende

| | | | |
|---|---|---|---|
| H | Hydro-électrique | CI | Combustion interne |
| V(c) | Vapeur (charbon) | TG | Turbines à gaz |
| N | Nucléaire | I | Installée |
| P | Projetée | C | En construction |
| GT(m) | Turbines à gaz (mazout) | I* | Installée mais à l'essai |

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada - Questionnaire distribué aux services publics.

## DÉFINITIONS ET ABRÉVIATIONS

**British Thermal Unit (BTu):** unité de mesure de la chaleur; la quantité de chaleur nécessaire pour élever d'un degré Fahrenheit la température d'une livre d'eau.

**Capacité:** dans l'industrie de l'énergie électrique, ce mot a deux significations:

1. Puissance du réseau: la capacité maximale de livraison d'énergie d'un réseau. Par exemple, un service public peut avoir une capacité nominale de 5 000 mégawatts, ou encore il peut vendre 50 mégawatts de capacité (c'est-à-dire de puissance).

2. La puissance de transport de l'équipement: la quantité maximale de puissance qu'une certaine pièce de matériel est capable de transporter. Par exemple, une unité de production d'électricité pourrait avoir une capacité nominale de 50 mégawatts.

**Capacité de réserve:** capacité supplémentaire requise dans un réseau d'électricité, en sus de la charge de pointe prévue. Une telle réserve est requise pour deux raisons principales: en cas de panne imprévue du matériel électrogène, et au cas où la charge de pointe réelle serait supérieure aux prévisions.

**Capacité installée:** capacité mesurée aux bornes de sortie de tous les groupes électriques d'une centrale, sans déduction des besoins de service de celle-ci.

**Charge:** quantité de puissance ou d'énergie électrique consommée par un client particulier ou par un groupe de clients.

**Charge de base:** charge minimale constante sur une période donnée.

**Consommation:** utilisation de l'énergie électrique, habituellement mesurée en kilowatts-heures.

**Courant:** flux d'électricité dans un conducteur. Le courant est mesuré en ampères.

**Courant alternatif (CA):** courant qui alterne périodiquement de sens. En Amérique du Nord, la norme du courant alternatif est de 60 cycles complets à chaque seconde. On dit d'un tel courant électrique qu'il a une fréquence de 60 hertz. Le courant alternatif est utilisé universellement dans les réseaux d'électricité, car il peut être transporté et distribué bien plus économiquement que le courant continu.

**Courant continu (CC):** courant qui s'écoule constamment dans la même direction (par opposition au courant alternatif). Le courant fourni par une pile ou une batterie est un courant continu.

## DÉFINITIONS ET ABRÉVIATIONS (SUITE)

**Demande de pointe:** charge maximale consommée par un client, un groupe de clients ou un réseau pendant une période fixe telle un mois ou un an. Cela peut être la charge maximale instantanée ou, de façon plus habituelle, la charge moyenne sur un intervalle court, une heure par exemple. Exprimée normalement en kilowatts ou en mégawatts.

**Énergie d'économie:** énergie vendue par un service d'électricité à un autre, pour économiser sur les coûts de production, lorsque l'acheteur dispose d'une capacité suffisante pour approvisionner les charges de son propre réseau.

**Énergie électrique:** quantité d'électricité livrée sur une période donnée. Le kilowatt-heure (kWh) est l'unité de mesure généralement utilisée.

**Énergie interruptible:** énergie disponible en vertu d'une entente qui autorise la diminution ou l'interruption de la livraison au choix du fournisseur.

**Exportations nettes:** total des exportations moins le total importations.

**Facteur de capacité:** pour n'importe quelle pièce de matériel, le rapport de la charge moyenne pour une période donnée sur la capacité nominale.

**Facteur de charge:** coefficient de la charge moyenne pendant une période donnée sur la charge de pointe maximale au cours de la même période (habituellement exprimé en pourcentage).

**Frais liés à la demande:** prix de l'électricité établi d'après le niveau de demande le plus élevé chez un client au cours d'une période déterminée, habituellement un mois, indépendamment de la quantité d'énergie consommée (par exemple, 2 $ le kilowatt par mois). Les frais liés à l'énergie constituent un autre type de facturation.

**Frais liés à l'énergie:** prix de l'électricité établi d'après la quantité d'énergie utilisée (par exemple, 20 mils le kWh). Les frais liés à la demande sont un autre mode de facturation.

**Fréquence:** nombre de cycles qu'effectue le courant alternatif en une seconde. La norme nord-américaine est de 60 cylces par second ou 60 hertz.

**Gigawatt (GW):** un milliard de watts.

**Gigawatt-heure (GWh):** unité d'énergie qui vaut un million de kilowatts-heures ou un milliard de watts-heures.

**Hertz (Hz):** unité de fréquence pour le courant alternatif, anciennement appelée cycles par seconde. La fréquence normalisée pour l'alimentation électrique en Amérique du Nord est de 60 hertz.

**Indice des prix à la consommation (IPC):** l'évolution en pourcentage, sur une période donnée, du coût d'achat d'un ensemble constant de produits et de services. Cet ensemble se compose d'articles pour lesquels il existe en permanence des prix mesurables, de sorte que les variations de coût de l'ensemble sont strictement attribuables aux fluctuations des prix.

**Joule:** unité internationale d'énergie. Énergie produite par une puissance d'un watt pendant une seconde. Le joule est une très petite unité de mesure; il y a environ 3,6 millions de joules dans un kilowatt-heure.

**Kilovolt (kV):** 1 000 volts.

**Kilowatt (kW):** unité commerciale d'énergie électrique qui vaut 1 000 watts. Pour se faire une meilleure idée de ce que représente un kilowatt, on peut dire que c'est la quantité d'énergie requise pour allumer 10 ampoules électriques de 100 watts.

**Kilowatt-heure (kWh):** unité commerciale d'énergie électrique qui vaut 1 000 watts-heures. Pour se faire une meilleure idée de ce que représente un kilowatt-heure, on peut dire que c'est la quantité d'électricité consommée par 10 ampoules électriques de 100 watts qui brûlent pendant une heure. Un kilowatt-heure est égal à 3,6 millions de joules.

**Mégawatt (MW):** unité de puissance égale à 1 000 kilowatts.

**Mégawatt-heure (MWh):** unité de puissance égale à 1 000 kilowatts-heures.

**Mil:** 1/1 000$^{e}$ de dollar.

**Production classique:** production d'électricité dans une centrale où la force motrice provient de gaz ou de vapeur de combustibles fossiles.

**Production mixte:** production combinée d'électricité et de chaleur utile. Ce système offre de grandes possibilités dans les industries où une forte demande d'électricité est associée à une forte demande de vapeur.

**Produit intérieur brut (PIB):** la valeur totale des biens et des services produits au Canada. Le PIB se mesure en dollars constants et se définit comme le PIB réel.

**Produit national brut (PNB):** la valeur totale de la production de biens et de services, qui sont mesurés en fonction des prix du marché.

**Puissance:** taux de livraison de l'énergie électrique et unité de mesure de la capacité. L'unité de base est le kilowatt (kW).

**Puissance garantie:** puissance électrique disponible à tout moment pendant la période de l'entente.

**Puissance nucléaire:** puissance produite dans une centrale où la vapeur servant à actionner les turbines a été obtenue par un procédé atomique, et non par la combustion de produits tels le charbon, le mazout ou le gaz.

## DÉFINITIONS ET ABRÉVIATIONS (SUITE)

**Réseau d'électricité:** toutes les installations d'un service d'électricité: centrales, transformateurs, postes de commutation, lignes de transport et tous les éléments de sécurité nécessaires pour assurer le service aux clients.

**Réseau électrique:** un réseau de lignes d'énergie électrique et de connexions.

**Source d'énergie:** source primaire dont la puissance sera convertie en électricité. Les sources d'énergie comprennent, entre autres, le charbon, le pétrole et les produits pétroliers, le gaz, l'eau, l'uranium, la force éolienne, le soleil, la géothermie.

**Source d'énergie primaire:** source d'énergie à partir de laquelle l'électricité est produite, par exemple les chutes d'eau, l'uranium (par fission nucléaire), le charbon, le mazout, le gaz naturel, le vent, l'énergie marémotrice, etc.

**Tension:** force électrique ou différence de potentiel qui provoque un débit de courant dans un circuit (tout comme la pression provoque le débit de l'eau dans un tuyau). La tension est mesurée en volts (V) ou en kilovolts (kV). Un kV est égal à 1 000 volts.

**Térawatt-heure:** un milliard de kilowatts-heures.

**Watt:** unité scientifique de puissance électrique. Production d'énergie égale à un joule par seconde. Une ampoule électrique ordinaire a une valeur nominale de 25, 40, 60 ou 100 watts, ce qui signifie qu'elle consomme cette quantité de puissance lorsqu'elle est allumée. Un cheval vapeur impérial (HP) est égal à 746 watts.